



ENTWICKLUNG DER DEUTSCHEN STROMMÄRKTE BEI STEIGENDEM ANTEIL ERNEUERBARER ENERGIE

DIPLOMARBEIT
VON
BENEDICT KOBER

An der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP)
Lehrstuhl für Energiewirtschaft

In dem Studiengang
Wirtschaftsingenieurwesen

Referent: Prof. Dr. rer. pol. Wolf Fichtner
Betreuer: Dr. Massimo Genoese

15. Dezember 2012

Eidesstattliche Erklärung

„Ich erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Diplomarbeit selbständig und ohne fremde Hilfe angefertigt, keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich oder inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.“

Karlsruhe, den 14. Dezember 2012

.....

Benedict Kober

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	IV
Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VI
1 Einführung.....	1
1.1 Entwicklung der deutschen Elektrizitätsversorgung.....	1
1.2 Motivation und Zielsetzung der Arbeit.....	3
1.3 Vorgehen und Aufbau der Arbeit	5
2 Aktuelle Ausgestaltung und Rahmenbedingungen der deutschen Strommärkte	6
2.1 Elektrizitätssystem	7
2.1.1 Erzeugungsstruktur	8
2.1.2 Lastprofil.....	11
2.2 Strommarktdesign	13
2.2.1 Außerbörslicher Handel (OTC-Markt)	14
2.2.2 Institutioneller Handel (Strombörse)	16
2.2.3 Regelenenergiemarkt	22
2.2.4 Investitionsentscheidungen	25
3 Herausforderungen hoher Anteile erneuerbarer Energien für die deutschen Strommärkte.....	29
3.1 Qualitative Merkmale eines Elektrizitätssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien.....	31
3.2 Auswirkungen steigender Anteile erneuerbarer Energien für die deutschen Strommärkte	34
3.2.1 Wettbewerbseffekte	35
3.2.2 Marktpreiseffekte	41
3.3 Wettbewerbliche Finanzierung erneuerbarer Energien auf den deutschen Strommärkten	44

4	Bewertungskriterien für ein Strommarktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien	52
4.1	Langfristige Planungssicherheit.....	53
4.2	Vollkostendeckung	54
4.3	Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize.....	54
4.4	Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen	55
4.5	Integrationstiefe und Komplexität des Marktsystems.....	56
4.6	Beurteilungsschlüssel.....	57
5	Gestaltungsoptionen für ein Strommarktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien	58
5.1	Veränderung der Preissetzung am Spotmarkt.....	60
5.1.1	Theoretische Grundlagen von Pay-as-bid Auktionen	61
5.1.2	Qualitative Auswirkungen für die deutschen Strommärkte.....	63
5.1.3	Bewertung	66
5.2	Zubau von Stromspeichern	71
5.2.1	Theoretische Grundlagen von Stromspeicherkonzepten	72
5.2.2	Qualitative Auswirkungen für die deutschen Strommärkte.....	75
5.2.3	Bewertung	78
5.3	Einführung von Kapazitätsmechanismen	85
5.3.1	Theoretische Grundlagen von Kapazitätsmechanismen	86
5.3.2	Qualitative Auswirkungen für die deutschen Strommärkte.....	89
5.3.3	Bewertung	92
5.4	Technologiespezifische Auktionen für langfristige Verträge	97
5.4.1	Theoretische Grundlagen von Stromauktionen	99
5.4.2	Qualitative Auswirkungen für die deutschen Strommärkte.....	103
5.4.3	Bewertung	105
5.5	Zusammenfassung der Bewertungsergebnisse.....	111
6	Fazit und Ausblick	116
	Literaturverzeichnis	122

Anhang..... 131

A) Stündliche Lastwerte in Deutschland für das Jahr 2011 131

B) Hochrechnungswerte der Windenergieeinspeisung am 12. April 2011 136

Abkürzungsverzeichnis

BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CIRA	Centralised Intermittent Renewables Aggregator
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DSM	Demand-Side-Management
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FIT	feed-in tariff
GW	Gigawatt
ISO	Independent System Operator
kWh	Kilowattstunde
MCP	Market Clearing Price
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
OTC	over-the-counter
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Tageszeitlicher Verlauf der Windenergieeinspeisung am 12. April 2011	10
Abbildung 2 Tageszeitlicher Verlauf der Lastprofile am 13. Juni und 7. Dezember 2011	11
Abbildung 3 Struktur der Vertriebswege für elektrische Energie in Deutschland	13
Abbildung 4 Chronologische Einordnung der deutschen Strommärkte	15
Abbildung 5 Entwicklung des Handelsvolumens am Spot- und Terminmarkt der EEX	17
Abbildung 6 Preisbildungsmechanismus auf dem Spotmarkt einer Strombörse	19
Abbildung 7 Schematischer Zeithorizont für den Einsatz von Regelleistung	23
Abbildung 8 Kraftwerkseinsatzplanung bei exklusivem Vertrieb über den Spotmarkt	26
Abbildung 9 Entwicklung installierter Kapazitäten erneuerbarer Energien bis 2050	30
Abbildung 10 Schema der täglichen Lastdeckung bei hohem Windenergieanteil	39
Abbildung 11 Schema der täglichen Lastdeckung bei hohem Photovoltaikanteil	40
Abbildung 12 Auswirkungen zusätzlicher EEG-Kapazitäten auf die Merit-Order	41
Abbildung 13 Entwicklung der Base- und Peak-Spotmarktpreise an der EEX	45
Abbildung 14 Schema des tageszeitlichen Marktpreiseffektes erneuerbarer Energien	46
Abbildung 15 Entwicklung der Marktwertfaktoren von Windenergieanlagen bis 2050	48
Abbildung 16 Marktpreisbildung bei niedriger Residuallast mit preissetzendem DSM	50
Abbildung 17 Vergleich der Preisbildung in Einheitspreis- und Pay-as-bid Auktionen	62
Abbildung 18 Bewertung einer Veränderung der Preissetzung am Spotmarkt	70
Abbildung 19 Marktpreiseffekte durch die Marktteilnahme von Speicherkapazitäten	73
Abbildung 20 Entwicklung der Spotmarktpreise durch den Zubau von Stromspeichern ...	76
Abbildung 21 Entwicklung der Spotmarkterlöse von Windenergieanlagen bis 2050	80
Abbildung 22 Wohlfahrtseffekte durch den Zubau von Stromspeichern	83
Abbildung 23 Bewertung eines Zubaus von Stromspeichern	84
Abbildung 24 Auktionsdesign für einen Kapazitätsmarkt (descending clock auction)	87
Abbildung 25 Bewertung einer Einführung von Kapazitätsmechanismen	97
Abbildung 26 Philosophie von Stromauktionen für neue und existente Kapazitäten	101
Abbildung 27 Gestaltung von Stromauktionen am Beispiel von Brasilien	102
Abbildung 28 Bewertung technologiespezifischer Auktionen für langfristige Verträge ..	110

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Charakteristische Eigenschaften relevanter Kraftwerkstechnologien	9
Tabelle 2 Marktdesignrelevante Merkmale einer Erzeugungsstruktur.....	31
Tabelle 3 Potenzielle Auswirkungen einer Marktintegration erneuerbarer Energien	35
Tabelle 4 Beurteilungsschlüssel der Bewertungskriterien.....	57
Tabelle 5 Theoretische Merkmale einer Pay-as-bid Preissetzung.....	66
Tabelle 6 Qualitative Marktpreiseffekte von Stromspeicherkonzepten	79
Tabelle 7 Theoretische Gestaltungsmerkmale eines Kapazitätsmarktmodells.....	92
Tabelle 8 Theoretische Gestaltungsmerkmale von Auktionen für Stromlieferverträge....	106
Tabelle 9 Übersicht der Bewertungsergebnisse.....	111
Tabelle 10 Gegenüberstellung potenzieller Gestaltungsoptionen für ein Marktdesign	115
Tabelle 11 Stündliche Lastwerte in Deutschland für Juni 2011 in MW (1)	132
Tabelle 12 Stündliche Lastwerte in Deutschland für Juni 2011 in MW (2)	133
Tabelle 13 Stündliche Lastwerte in Deutschland für Dezember 2011 in MW (1)	134
Tabelle 14 Stündliche Lastwerte in Deutschland für Dezember 2011 in MW (2)	135
Tabelle 15 Hochrechnungsistwerte der Windenergieeinspeisung am 12. April 2011	137

1 Einführung

„Wir wollen, dass der Strom der Zukunft sicher sein soll, zugleich verlässlich und natürlich wirtschaftlich. Für diesen Strom der Zukunft brauchen wir eine neue Architektur unseres Energiewesens“ (Merkel 2011b)¹.

Die Notwendigkeit eines zukunftsfähigen Strommarktdesigns wird heute mehr denn je kontrovers diskutiert. Das politische und gesellschaftliche Bewusstsein für die Relevanz dieser Thematik spricht zweifelsohne für den außerordentlichen Stellenwert der Elektrizitätswirtschaft in einem Land wie Deutschland. Keine andere Branche aus dem Energiesektor hat eine vergleichbar hohe Bedeutung für die gesamte Marktwirtschaft. Diese Wertschätzung fußt im Wesentlichen auf zwei Aufgaben moderner Stromversorgungssysteme: Die Nutzung elektrischer Energie ist einerseits unentbehrlicher Motor unseres täglichen Lebens und andererseits Ausgangsbasis für jegliche marktwirtschaftliche Aktivität. Diese Unverzichtbarkeit von Elektrizität ist nicht zuletzt Ursache für den dauerhaften Wandel der deutschen Strommärkte. Zugleich muss das Elektrizitätssystem hohe Anforderungen hinsichtlich der Aspekte Verlässlichkeit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit erfüllen. In diesem Zusammenhang stellen erneuerbare Energien als „Strom der Zukunft“ (Merkel 2011b) eine zentrale Möglichkeit dar, die bevorstehende Versorgungslücke infolge begrenzter Reserven² konventioneller fossiler Brennstoffe decken zu können.

1.1 Entwicklung der deutschen Elektrizitätsversorgung

Die Elektrizitätswirtschaft wurde in den letzten Jahrzehnten vielen weitreichenden Veränderungen unterzogen. Grenzüberschreitender Stromhandel, Kohlenstoffdioxid-freie (CO₂-freie) Stromerzeugung sowie dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien stellen dabei nur einige der ehemaligen Zukunftskonzepte dar, welche bereits heute technisch realisiert werden. Die aktuelle Entwicklung der deutschen Stromversorgung wird in erster Linie von der weltweit endlichen Verfügbarkeit fossiler Energieträger sowie von inhärenten Umweltbelastungen durch die Nutzung konventioneller Kraftwerkstechnologien angetrieben.

¹ Bundeskanzlerin Angela Merkel sprach am 30. Mai 2011 im Rahmen einer Pressekonferenz zum Energiekonzept der Bundesregierung über die Zukunft der deutschen Stromversorgung.

² Die weltweite statische Reichweite der Energiereserven von Erdgas beträgt etwa noch 63 Jahre, diejenige von Steinkohle bzw. Braunkohle liegt bei etwa 140 Jahren bzw. 220 Jahren (vgl. BMU 2011, 10).

Einen wichtigen Meilenstein der jüngeren Vergangenheit stellte die Neuregelung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 1998 dar. Im Rahmen der darin beschlossenen Liberalisierung der deutschen Strommärkte wurde das natürliche Monopol der Stromversorgung durch Entflechtung von Erzeugung, Transport und Vertrieb aufgelöst. Außerdem sollte die Öffnung bzw. der diskriminierungsfreie Zugang zu den Stromnetzen mehr Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft ermöglichen. Zusätzlich führten eine Vielzahl an Maßnahmen des Umwelt- und Klimaschutzes immer wieder zu neuen Rahmenbedingungen, an denen sich die deutschen Strommärkte orientieren mussten. Insbesondere der europäische CO₂-Emissionsrechtehandel und das deutsche Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – zählen zu den bedeutendsten, politisch motivierten Förder- und Lenkungsinstrumenten auf diesem Gebiet.

Um eine Verringerung der Treibhausgasemissionen in Europa zu erreichen, setzt die Europäische Union (EU) in ihrer Klimapolitik vor allem auf die Förderung regenerativer Kraftwerkstechnologien. Entsprechende Richtlinien zum Ausbau erneuerbarer Energien wurden im Rahmen des Klimapaketes der EU-Kommission im Dezember 2008 verabschiedet. Bis zum Jahr 2020 sollen demzufolge 20 Prozent des EU-weiten Energieverbrauchs durch erneuerbare Erzeugungsanlagen gedeckt werden können (vgl. Europäisches Parlament 2008). Die Rahmenbedingungen für eine nationale Umsetzung der EU-Richtlinien wurden in einer vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) in Auftrag gegebenen Studie – der sogenannten *Leitstudie* – zuletzt im März 2012 vorgestellt (vgl. DLR et al. 2012). Demnach wird ein Zubau erneuerbarer Erzeugungstechnologien in Deutschland zukünftig vor allem auf der Basis fluktuierender Windenergie- und Photovoltaikanlagen erfolgen. Darüber hinaus ist der Anteil regenerativer Stromerzeugung am deutschen Bruttostromverbrauch gemäß § 1 Absatz 2 EEG gesetzlich verankert und soll bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 Prozent ansteigen (vgl. BMJ 2011, 4 f.).

Ferner beschloss die deutsche Politik mit der Novellierung des Atomgesetzes im August 2011 die Abschaltung aller deutschen Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022. Die Nuklearkatastrophe von Fukushima, bei der im März 2011 große Mengen an radioaktivem Material freigesetzt wurden, und die daraufhin anwachsende Sorge um die Sicherheit der deutschen Kernkraftwerke bildeten letztlich den Anstoß für die Aufhebung der Laufzeitverlängerung und den Ausstieg Deutschlands aus der Nutzung der Kernenergie (vgl. Merkel 2011a).

Der politisch beschlossene Ausstieg aus der Kernenergieerzeugung sowie der angestrebte Ausbau fluktuierender Energien stellen die gesamte deutsche Elektrizitätswirtschaft vor

veränderte Tatsachen. Ein derartiger Wandel der Kraftwerksparkstruktur führt grundsätzlich zu weitreichenden Auswirkungen für die Strommärkte. So bilden neben konjunkturellen Einflüssen vor allem politische Entscheidungen über Zubau bzw. Stilllegung von Kapazitäten wichtige langfristige Einflussfaktoren für das vorherrschende Marktpreisniveau. Insbesondere die aktuellen Marktstrukturen müssen daher auf ihre künftige Funktionsfähigkeit überprüft werden. „In einem umfassenden Forschungsprojekt sollen deshalb alle relevanten Fragen untersucht und Vorschläge für ein zukunftsfähiges Marktdesign entwickelt werden“ (BMW 2010, 21). Diese Forderung aus dem Energiekonzept der Bundesregierung verdeutlicht das Ausmaß des bevorstehenden Umbruchs der deutschen Strommärkte infolge einer Marktintegration hoher Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien.

1.2 Motivation und Zielsetzung der Arbeit

Die Gewährleistung des energiepolitischen Zieldreiecks aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit bedarf vor allem im Hinblick auf den angestrebten Ausbau intermittierender Erzeugungstechnologien und den einhergehenden Wandel der deutschen Kraftwerksparkstruktur einer umfassenden Überprüfung. Aufgrund der Nicht-Substituierbarkeit von Elektrizität genießt insbesondere der Aspekt einer verlässlichen Stromversorgung hierbei eine hohe Priorität. In diesem Zusammenhang sind bei einem steigenden Anteil regenerativ erzeugter Energie zukünftig neben einer geeigneten Netzinfrastruktur in erster Linie Investitionen in dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen notwendig, um eine zuverlässige Elektrizitätsversorgung in Deutschland zu gewährleisten.

Anreize zum Bau neuer Erzeugungsanlagen basieren in der Regel auf der Perspektive, eine Vollkostendeckung der Stromgestehung respektive eine Refinanzierung der Kraftwerksinvestition realisieren zu können. Unter der Annahme ausreichender Kapazitäten und einer preisunelastischen Nachfrage orientiert sich die Marktpreisbildung in einem Energy-Only-Markt³ hierzu an den kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung (vgl. Stoft 2002, 222). Im derzeitigen deutschen Marktdesign führen jedoch vor allem konventionelle fossile Kraftwerkstechnologien durch signifikante variable Kostenanteile zu positiven Marktpreisen elektrischer Energie am Großhandelsmarkt und infolgedessen zu hinreichenden Erlösmöglichkeiten für Stromanbieter (vgl. Winkler und Altmann 2012, 79).

³ Stromanbieter werden in einem Energy-Only-Markt ausschließlich für die Lieferung von Strom sowie für Servicedienstleistungen vergütet (vgl. Hogan 2005, 7 ff.).

Nach dem Referenzszenario des BMU steigen bis zum Jahr 2050 in erster Linie die relativen Anteile der Wind- und Solarenergie an der regenerativ gewonnenen Endenergie stark an (vgl. Kapitel 3). Demzufolge wird der geplante Zubau erneuerbarer Erzeugungsleistungen in Deutschland zukünftig maßgeblich durch dargebotsabhängige Technologien abgedeckt werden. Die Kostenstrukturen fluktuierender Erzeugungsanlagen unterscheiden sich jedoch grundlegend von denjenigen regelbarer Kraftwerke. So führt beispielsweise die kostenfreie Verfügbarkeit von Windkraft und Sonnenstrahlung zu vernachlässigbaren variablen Kosten und insgesamt zu einer von fixen Anteilen geprägten Struktur der Gestehungskosten dargebotsabhängiger Energien.

Ein steigender Anteil fluktuierender Energien führt angesichts einer inhärenten Veränderung der Kostenstruktur des Kraftwerksparks zu gravierenden Auswirkungen für die weitere Entwicklung der deutschen Strommärkte. Insbesondere der Preisbildungsmechanismus auf dem Spotmarkt der Strombörse steht vor dem Hintergrund einer hohen Volatilität und vernachlässigbarer kurzfristiger Grenzkosten intermittierender Energien vor neuen Rahmenbedingungen. So bewirken hohe Anteile erneuerbarer Energien aufgrund des sogenannten Merit-Order-Effektes sinkende Marktpreise an der Strombörse (vgl. Kapitel 3.2.2). Die geförderte Finanzierung regenerativer Erzeugungstechnologien durch das EEG wird allerdings mit einem sinkenden Börsenpreis für Strom systematisch steigen und somit an politische Grenzen stoßen (vgl. Lebrich und Hauser 2012, 9). Aus diesem Grund stellt sich die Frage, ob dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen langfristig ausreichende Erlöse im wettbewerblichen Stromhandel erzielen können, um zukünftig eine für Investitionsanreize in neue Kraftwerke notwendige Vollkostendeckung der Stromgestehung zu gewährleisten.

Nicht zuletzt das Energiekonzept der Bundesregierung macht auf die Problematik ausbleibender Investitionen in erneuerbare Erzeugungskapazitäten in einem Energy-Only-Markt aufmerksam. Demzufolge könnten die Strompreise im derzeitigen Marktdesign künftig möglicherweise nicht genügend Anreize zum Bau von Anlagen zur Leistungsabsicherung sowie für den Ausbau regenerativer Energien bereitstellen (vgl. BMWi 2010, 20 f.). Vor diesem Kontext untersucht die vorliegende Arbeit die zentrale Fragestellung, inwiefern Betreiber dargebotsabhängiger Kraftwerke zukünftig in der Lage sind, ihre langfristigen Gestehungskosten am deutschen Großhandelsmarkt erwirtschaften zu können. Darauf aufbauend werden im Weiteren potenzielle Gestaltungsoptionen für eine wettbewerbliche Finanzierung fluktuierender Erzeugungstechnologien bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien auf den Strommärkten diskutiert und bewertet.

1.3 Vorgehen und Aufbau der Arbeit

Um theoretisch mögliche Gestaltungsoptionen für ein zukünftiges Marktdesign hinsichtlich der Gewährleistung einer Vollkostendeckung dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen beurteilen zu können, bedarf es zunächst einer eingehenden Betrachtung der gegenwärtigen Marktgestaltung. Kapitel 2 beschreibt in diesem Zusammenhang wichtige, problemrelevante Aspekte der deutschen Strommärkte vor dem Hintergrund einer zunehmenden Bedeutung fluktuierender Energien. Auf dieser Basis werden dann in Kapitel 3 grundlegende Auswirkungen einer regenerativen Erzeugungsstruktur für das aktuelle Marktdesign mittels qualitativer Merkmale dargestellt. In einem ersten Arbeitsschritt wird hierbei untersucht, inwiefern sich die Strompreisbildung am Spotmarkt bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien entwickelt und welche Folgen dies im Hinblick auf eine Vollkostendeckung dargebotsabhängiger Stromgestehung hat.

Darauf aufbauend werden in Kapitel 4 Kriterien erarbeitet anhand derer die Eignung eines Marktsystems bezüglich einer wettbewerblichen Finanzierung fluktuierender Erzeugungstechnologien bewertet werden kann. Zentrale Untersuchungspunkte sind demnach eine langfristige Planungssicherheit, eine Vollkostendeckung, zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize, Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen sowie die Integrationstiefe und Komplexität des Strommarktdesigns.

Die qualitative Beurteilung potenzieller Gestaltungsoptionen für ein Marktdesign mithilfe der vorgestellten Bewertungskriterien in Kapitel 5 bildet den zweiten Arbeitsschritt der vorliegenden Arbeit. Die ausgewählten Ansätze basieren dabei zum Teil auf internationalen Erfahrungen und unterscheiden sich durch den zugrunde liegenden Veränderungsgrad des aktuellen Marktsystems, angefangen bei einer Anpassung über Erweiterungen bis hin zu einer Neugestaltung der Strommärkte. Auf der Basis einer Nutzwertanalyse können so verschiedene Instrumente und Mechanismen für ein zukünftiges deutsches Strommarktdesign bezüglich der Eignung, ausreichende Investitionsanreize in die fluktuierende erneuerbare Erzeugungsstruktur bereitzustellen, untersucht werden.

Kapitel 6 fasst abschließend die wesentlichen Arbeitsergebnisse zusammen. In Zusammenhang mit der Thematik einer wettbewerblichen Finanzierung erneuerbarer Energien bietet die Untersuchung potenzieller Optionen für ein Marktdesign mit regenerativer Erzeugungsstruktur einen Ausblick auf die weitere Entwicklung der deutschen Strommärkte.

2 Aktuelle Ausgestaltung und Rahmenbedingungen der deutschen Strommärkte

Der Grundsatz der Nachhaltigkeit gilt als Basis für die moderne Energiepolitik. Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit stellen dabei die wichtigsten untergeordneten Ziele dar. Im Rahmen dieses Zieldreiecks bewegt sich die Ausgestaltung der deutschen Strommärkte. So ist eine möglichst sichere, preisgünstige, effiziente, umweltverträgliche und zunehmend auf erneuerbaren Energien beruhende Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität das in § 1 Absatz 1 EnWG verankerte Bestreben des Elektrizitätssystems in Deutschland (vgl. BMJ 2012a, 7).

Elektrische Energie ist das physische Gut, welches auf Strommärkten gehandelt wird. Dessen spezifische Eigenschaften unterscheiden sich von denen anderer volkswirtschaftlich relevanter Produkte in essentieller Weise durch das Paradigma der Nicht-Speicherbarkeit von Elektrizität. Aus diesem Grund können die über Jahrzehnte bewährten Marktkonzepte anderer Primärenergieträger – wie Kohle, Öl oder Gas – nicht unverändert adaptiert werden. So zeigt beispielsweise die aktuelle Diskussion über die Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes zur Bereitstellung von Erzeugungsleistungen, dass die Entwicklung eines geeigneten Marktdesigns auch heute noch nicht abgeschlossen ist (vgl. BMWi 2010, 21).

Um in Kapitel 3 die Auswirkungen eines massiven Ausbaus erneuerbarer Energien beschreiben zu können, bedarf es vorweg einer Betrachtung des aktuellen Strommarktdesigns. Aus diesem Grund stellt Kapitel 2.1 wesentliche Grundlagen moderner Elektrizitätssysteme vor. Anschließend werden in Kapitel 2.2 die derzeitigen Marktregeln der deutschen Strommärkte charakterisiert. Vor allem der Mechanismus zur Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom bildet den Kern für die eingangs beschriebene Fragestellung, inwiefern fluktuierende erneuerbare Erzeugungsanlagen zukünftig ihre langfristigen Gestehungskosten auf den Strommärkten decken können. Aufgrund der hohen Komplexität des Stromhandels beschränkt sich die vorliegende Betrachtung auf die für die Arbeit problemrelevanten Aspekte der Strommärkte. So kann beispielsweise die öffentlich vieldiskutierte Thematik eines Netzausbaus bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien nicht behandelt werden. Für eine ausführliche Darstellung des aktuellen deutschen Strommarktdesigns und eine detailliertere Betrachtung der einzelnen Handelskonzepte bietet u.a. das Werk von *Borchert et al.* (2006) einen umfassenden Überblick.

2.1 Elektrizitätssystem

Elektrische Energie kann aus physikalischen Gründen nicht innerhalb des Übertragungsnetzes gespeichert oder gelagert werden. Eine längerfristige Stromspeicherung ist nur durch Umwandlung in eine andere Energieform möglich und bislang nur begrenzt in großem Umfang wirtschaftlich realisierbar. So sind alle derzeit verfügbaren Speicherkonzepte neben Umwandlungsverlusten mit zum Teil noch sehr hohen Kosten verbunden. Beispielsweise müssen selbst bei der kostengünstigsten Variante mittels Pumpspeichern bis zu 12 Eurocent je abgegebener Kilowattstunde (kWh) verdient werden, um eine Vollkostendeckung zu erreichen (vgl. Pehnt und Höpfner 2009, 9). Um jederzeit eine ausgeglichene Bilanz des Übertragungsnetzes zu erreichen, wird daher versucht die Stromerzeugung idealerweise mit einem verbrauchsbezogenen Lieferzeitpunkt abzustimmen. Dieses Zusammenspiel bedarf einer komplexen Harmonisierung durch das Marktdesign, um eine Diskrepanz zwischen bereitgestellter und nachgefragter Elektrizität zu verhindern. Insbesondere die fluktuierende Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen stellt in diesem Zusammenhang eine große Herausforderung dar. Im Rahmen eines Handelsvertrages wird die Erzeugung bzw. Abnahme elektrischer Energie stets durch eine definierte Leistung, einen definierten Zeitraum sowie einen definierten Punkt festgelegt (vgl. Ehlers 2011, 5). Diese Produktdefinition wird dem Paradigma der Nicht-Speicherbarkeit von Elektrizität gerecht und beschreibt gleichzeitig den Rahmen, innerhalb dessen sich die Ausgestaltung des Elektrizitätssystems bewegt.

Das Grundgerüst der deutschen Strommärkte bildet die in Europa vorherrschende desintegrierte Marktstruktur mit ihrer inhärenten Trennung von Stromhandel und Netzbetrieb. Jedem Marktteilnehmer obliegt es selbst, für den notwendigen Ausgleich zwischen eingespeisten und entnommenen Positionen innerhalb des Stromnetzes zu sorgen. So ist im Falle einer Vertragsbeziehung zwischen Endkunde und Energieversorgungsunternehmen (EVU) beispielsweise der Stromanbieter verpflichtet, entsprechende Leistungsentnahmen auszugleichen. Maßnahmen zum Leistungsbilanzausgleich werden darüber hinaus bei jedem weiteren Transportvorgang innerhalb der Wertschöpfungskette notwendig. Diese besitzt grundlegende Ähnlichkeit mit denen anderer Energiemärkte und gliedert sich in die Bereiche Erzeugung, Transport, Verteilung und Vertrieb. Die Wertschöpfungsstufen der Netznutzung gelten dabei strukturell bedingt als natürliche Monopole und werden aus diesem Grund durch eine staatliche Regulierungsbehörde kontrolliert und mittels Übertragungs- und Verteilungsnetzentgelten gesteuert. Die Bereiche Erzeugung und Endkundenvertrieb

zeichnen sich hingegen durch einen freien Wettbewerb aus. So wird die Koordination zwischen diesen Bereichen ebenso wie die Marktregeln für den Stromhandel durch das vorherrschende Marktdesign eines Landes definiert.

Im Folgenden werden die Grundlagen des deutschen Elektrizitätssystems anhand der Aspekte Erzeugung und Last vorgestellt. Im Hinblick auf die Problemstellung der vorliegenden Arbeit werden hierbei vor allem die Einflüsse erneuerbarer Energien auf die Erzeugungsstruktur und das Lastprofil betrachtet. Zu erneuerbaren Erzeugungstechnologien zählen gemeinhin diejenigen Kraftwerkstechnologien, welche auf einer Umwandlung regenerativer Primärenergiequellen in elektrischen Strom basieren.

2.1.1 ERZEUGUNGSSTRUKTUR

Die Kraftwerksparkstruktur eines Landes gilt als Basis für die Ausgestaltung des Strommarktdesigns und wird durch geographische und politische Rahmenbedingungen stark beeinflusst. In Deutschland werden die Erzeugungstechnologien je nach Einsatz im entsprechenden Lastprofilbereich in Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke klassifiziert. Diese Einteilung beruht auf unterschiedlichen, marktrelevanten Merkmalen, wie variable und fixe Kostenstruktur, Betriebsflexibilität und Risiko (vgl. Ehlers 2011, 7). Während bei konventionellen Technologien mehrere Einflussgrößen wie Kraftwerksausfälle, Kostenrisiken und weitere Unsicherheiten zu einem nicht vernachlässigbaren Risiko führen, haben erneuerbare Erzeugungsanlagen aufgrund der im EEG verankerten festen Einspeisevergütung ein kalkulierbares Risiko. Allerdings besitzen fluktuierende erneuerbare Erzeugungstechnologien einen erheblichen stochastischen Anteil, der sich aus der meteorologischen Abhängigkeit des Primärenergieangebotes ergibt (vgl. Nabe 2006, 24).

Der variable Anteil der Gestehungskosten liegt bei wind-, wasser- und solarbetriebenen Stromerzeugungsanlagen in der Regel bei null Prozent. Insbesondere der Wegfall von Brennstoff- und Emissionskosten führt zu dieser von Fixkosten geprägten Kostenstruktur. So tragen die Kapitalkosten bei einer Onshore-Windkraftanlage mit rund $\frac{4}{5}$ zu den Stromgestehungskosten bei, bei einem Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk beträgt dieser Anteil dagegen lediglich rund $\frac{1}{4}$ (vgl. Bode und Groscurth 2006, 3). Einen weiteren großen Unterschied gegenüber konventionellen Technologien bilden die deutlich kleineren Kraftwerkseinheiten erneuerbarer Erzeugungsanlagen. Im Gegensatz zu Dampfkraftwerken mit installierten Leistungen von bis zu 500 Megawatt (MW) besitzen erneuerbare Kraftwerkstechnologien meist Erzeugungsleistungen von wenigen MW (vgl. Tabelle 1). Lediglich

Offshore-Windparks verfügen über Gesamtleistungen im Bereich von 100 MW. Darüber hinaus besitzen thermische Kraftwerke in der Regel Verfügbarkeiten von etwa 90 Prozent (vgl. Trieb 2010, 15). Dieser Betriebsbereich ermöglicht, dass die gesamte installierte Leistung in das Stromnetz eingespeist werden kann. Im Unterschied hierzu bewegt sich der Anteil der gesicherten Leistung von Windenergieanlagen – gemessen an der jeweils installierten Leistung – im einstelligen Prozentbereich (vgl. Tabelle 1). In diesem Zusammenhang beschreibt der sogenannte *Capacity Credit* die Leistung, auf die im konventionellen Kraftwerkspark durch den dargebotsabhängigen Kapazitätszubau verzichtet werden kann, ohne eine Reduktion der Versorgungssicherheit hinnehmen zu müssen (vgl. dena 2005, 238). Photovoltaikanlagen haben vor allem aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Sonnenlicht in den Nachstunden einen *Capacity Credit* von etwa null Prozent (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1 Charakteristische Eigenschaften relevanter Kraftwerkstechnologien

Kraftwerkstechnologie	Kraftwerkseinheit	Capacity Credit	Charakteristik der Einspeisung
Windenergieanlage	1 kW – 5 MW	0–30 %	Fluktuierend
Photovoltaikanlage	1 W – 5 MW	0 %	Fluktuierend
Biomassekraftwerk	1 kW – 25 MW	50–90 %	Erzeugung bei Bedarf
Gasturbinenkraftwerk	0,5–100 MW	90 %	Erzeugung bei Bedarf
Dampfkraftwerk	5–500 MW	90 %	Erzeugung bei Bedarf

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Trieb 2010, 15

In einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien bedarf es daher einer Berücksichtigung des veränderten Verhältnisses von installierter und zur Lastdeckung zur Verfügung stehender Kapazität. Insbesondere verändern sich die Rahmenbedingungen für die notwendige Reserveleistung zur Deckung der maximalen Nachfrage. Unter der Prämisse einer gleichbleibenden Versorgungssicherheit führt ein steigender Anteil fluktuierender Energien demnach gleichzeitig zu einem erhöhten Bedarf installierter Kapazitäten. Vor diesem Hintergrund muss die Ausgestaltung des Marktdesigns ausreichende Anreize zum Bau regenerativer Erzeugungsanlagen bereitstellen, um sowohl den angestrebten Zubau erneuerbarer Energien zu gewährleisten als auch das künftig steigende Niveau der installierten Systemkapazität sicherzustellen.

Die durch das Paradigma der Nicht-Speicherbarkeit von Elektrizität bedingte Abstimmung von Erzeugung und Last erfordert eine geeignete Prognose von Einspeise- und Lastwerten.

In diesem Zusammenhang steht insbesondere die intermittierende Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen. So lag der größte Unterschied zwischen minimaler und maximaler Windenergieeinspeisung in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH innerhalb eines Tages im Jahr 2011 bei 7.699 MW (vgl. Anhang B). Der in Abbildung 1 dargestellte tageszeitliche Verlauf der Windenergieeinspeisung verdeutlicht die Dimension der stark schwankenden Stromerzeugung dargebotsabhängiger Kraftwerke. Eine fluktuierende Stromeinspeisung ist demnach ein wesentliches Merkmal einer auf Windenergie- und Photovoltaikanlagen basierenden Stromversorgung.

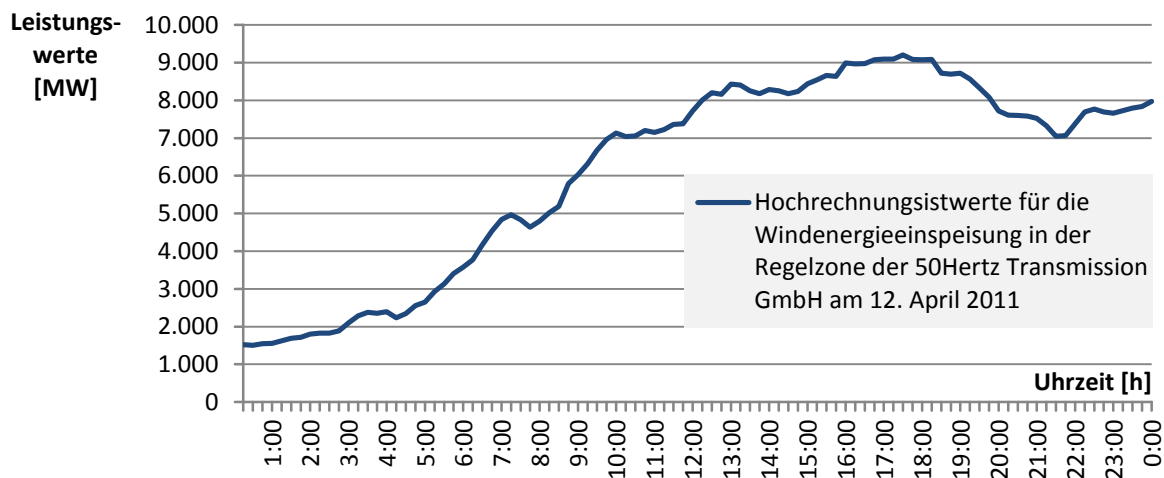


Abbildung 1 Tageszeitlicher Verlauf der Windenergieeinspeisung am 12. April 2011

Quelle: eigene Darstellung, Daten 50Hertz Transmission GmbH⁴

Der politisch motivierte Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland beruht auf einem gesetzlichen Einspeisevergütungssystem. Ohne die im EEG verankerte Förderung hätte sich der Anteil regenerativer Erzeugungsleistungen in den vergangenen Jahren nicht in diesem Ausmaß erhöhen können. Aktuellen Zahlen zufolge besitzen regenerative Energien in Deutschland derzeit eine installierte Leistung von insgesamt 65 Gigawatt (GW) (Stand Ende 2011) (vgl. DLR et al. 2012, 17). Bei Einspeisung der gesamten erneuerbaren Erzeugungskapazität könnte eine minimale, nachgefragte stündliche Strommenge von rund 33 GW (Schwachlastfall im Jahr 2011)⁵ demnach ohne Probleme gedeckt werden. Jedoch reicht das im Hinblick auf eine hohe Versorgungssicherheit nicht aus. Hierzu muss u.a. die installierte Leistung eines Elektrizitätssystems die maximale, zu erwartende Nachfrage

⁴ Basierend auf Daten der 50Hertz Transmission GmbH wurde die größte Schwankung zwischen minimaler und maximaler Windenergieeinspeisung im Jahr 2011 am 12. April gemessen (vgl. Anhang B).

⁵ Basierend auf Daten der ENTSO-E Datenbank wurde im Jahr 2011 die minimale stündlich nachgefragte Strommenge in Deutschland am 13. Juni um 04:00 Uhr mit 32.394 MW gemessen (vgl. Anhang A).

(Starklastfall) übersteigen. Eine ausführliche Beschreibung der Auswirkungen dieser Problematik für das Strommarktdesign folgt in Kapitel 4.

2.1.2 LASTPROFIL

Die Nachfrage nach elektrischer Energie bildet die existenzielle Basis aller Strommärkte. Moderne Gesellschaften sind auf die Nutzung von Elektrizität angewiesen und besitzen daher einen gewissen Grundbedarf. Infolgedessen gilt die Stromnachfrage als einzige, nicht-substituierbare Komponente eines Elektrizitätssystems. Grundsätzlich haben eine Vielzahl an Einflussfaktoren Auswirkungen auf die nachgefragte Strommenge bzw. das zeitliche Lastprofil. Neben leicht prognostizierbaren Faktoren wie Temperatur, Tages- und Jahreszeit, zählen auch schwer kalkulierbare Faktoren wie Großveranstaltungen und unvorhersehbare Naturkatastrophen zu wichtigen Einflussgrößen (vgl. Erdmann 2008, 65 ff.). Die langfristige Prognose der Nachfrageentwicklung wird vor allem aufgrund von zwei unterschiedlichen Aspekten beeinflusst: So führt ein großes Potenzial innovativer Technologien – wie beispielsweise die Elektromobilität – in der Regel zu einer Steigerung der Nachfrage, wohingegen ein erhebliches Potenzial an Effizienzmaßnahmen sowie eine sinkende Bevölkerungszahl grundsätzlich nachfragesenkend wirken (vgl. bne 2011, 9).

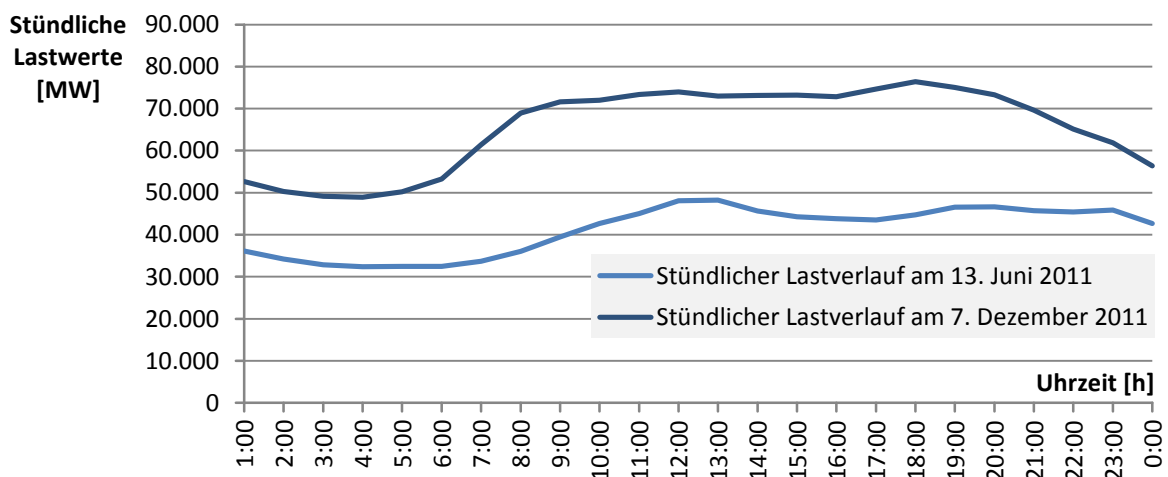


Abbildung 2 Tageszeitlicher Verlauf der Lastprofile am 13. Juni und 7. Dezember 2011

Quelle: eigene Darstellung, Daten ENTSO-E, vgl. Anhang A

Die gesamte, durch ein Elektrizitätssystem zu deckende Last ergibt sich aus der Aggregation aller Verbraucherlasten und bildet einen zeitlichen Verlauf. Saisonale sowie zeitlich wiederkehrende Lastgänge überlagern sich hierbei und bilden zusammen mit einem kurzfristigen, stochastischen Anteil den Lastverlauf. Eine Abschwächung stochastischer Lastschwankungen ist dabei umso stärker, je mehr Stromverbraucher zusammengefasst werden

(vgl. Nabe 2006, 21 f.). In Abbildung 2 sind zwei charakteristische Lastprofile im tageszeitlichen Verlauf dargestellt. Der Lastverlauf eines Tages besteht in der Regel aus einem Anteil zur Deckung der Grundlast und einem von der Zeit abhängigen Teil, der sich nach dem menschlichen Lebensrhythmus richtet (vgl. Ehlers 2011, 7). Der Punkt des höchsten Verbrauches eines durchschnittlichen Tages befindet sich dabei in der Regel in den Abendstunden. Zudem wird die maximale Last eines Jahres in Deutschland insbesondere an kalten Wintertagen nachgefragt. So wurde beispielsweise der größte stündliche Lastwert im Jahr 2011 am 7. Dezember um 18 Uhr mit 76.431 MW erreicht (vgl. Anhang A).

Die private Endkundenversorgung in Deutschland basiert bislang fast ausschließlich auf sogenannten Vollversorgungsverträgen, bei denen die tageszeitliche Schwankung der Marktpreise unberücksichtigt bleibt. Lediglich größere Industriekunden haben in der Regel Verträge mit ihrem EVU abgeschlossen, die kurzfristige Reaktionen auf den zeitabhängigen Strompreisverlauf erlauben. Darüber hinaus existieren bereits Maßnahmen, um Preisanreize auch in das Verbraucherverhalten von Privatkunden zu integrieren. Der Aufbau intelligenter Stromnetze – sogenannter *Smart Grids* – mit intelligenten Verbrauchszählern – sogenannter *Smart Meter* – wäre hier beispielhaft zu nennen (vgl. Ehlers 2011, 8 f.). Aufgrund des bislang jedoch geringen preiselastischen Nachfragevolumens und somit vernachlässigbaren Glättungseffektes für das Lastprofil, wird die Nachfrage eines Elektrizitätssystems derzeit vereinfachend als preisunelastisch angenommen.

Die weitere Entwicklung der Stromnachfrage⁶ bestimmt im Wesentlichen die zur Deckung der maximalen Last bereitzustellende Systemkapazität innerhalb eines Versorgungsgebietes. Infolgedessen wird die langfristige Struktur des Kraftwerksparks entscheidend beeinflusst. Da sich die Preisbildung am Großhandelsmarkt für Strom an den kurzfristigen Grenzkosten der zur Verfügung stehenden Erzeugungsanlagen orientiert (vgl. Kapitel 2.2.2), hat die langfristige Lastentwicklung letztlich einen substanziellen Einfluss auf das vorherrschende Marktpreisniveau. Unter der Annahme eines vorgegebenen Stromangebotes führt ein Lastrückgang in der Regel unmittelbar zu niedrigeren Marktpreisen. Im Hinblick auf die vorliegende Problemstellung lässt sich festhalten, dass eine Veränderung der Nachfrage tendenziell zu einer veränderten Anzahl an Volllaststunden von Erzeugungsanlagen führen kann und somit die Wirtschaftlichkeit einer Kraftwerksinvestition bestimmt

⁶ Der deutsche Endenergieverbrauch lag im Jahr 2010 bei 516 TWh, der Bruttostromverbrauch (u.a. inklusive Netzverlusten) betrug im selben Zeitraum 610 TWh (vgl. DLR et al. 2012, 57 f.).

(vgl. bne 2011, 9). Die Ausnutzung des Nachfrageeffektes auf die Marktpreise für elektrische Energie ist zugleich Ausgangsbasis für den Zubau von Stromspeichern, welcher im weiteren Verlauf der Arbeit noch detailliert dargestellt wird (vgl. Kapitel 5.2).

2.2 Strommarktdesign

Die Gestaltung des Marktdesigns beeinflusst im Wesentlichen das Strompreisniveau. In Deutschland kostete 1 kWh Strom im Jahr 2011 für Privathaushalte mittlerer Größe durchschnittlich rund 25 Eurocent (vgl. BDEW 2012, 6). Betrachtet man dieses Preisniveau vor dem Hintergrund der Nicht-Substituierbarkeit von Elektrizität, so erscheint eine öffentliche Diskussion über hohe Strompreise als unverhältnismäßig. Würde sich der Preis ausschließlich auf den jeweiligen Nutzen beziehen, müsste er voraussichtlich im Durchschnitt deutlich höher sein, als dies aktuell der Fall ist (vgl. Ehlers 2011, 4). Ausschlaggebend für die Diskrepanz zwischen realem Preisniveau und einer rein monetären Bewertung des Nutzwertes ist die Verfügbarkeit von Elektrizität. So bestimmt der schwankende Grad der Knappheit elektrischer Energie substantiell das Marktpreisniveau (vgl. Ehlers 2011, 4). Die Preisbildung auf den Strommärkten folgt dabei dem Grundsatz des Marktgleichgewichtes von Angebot und Nachfrage der neoklassischen Wirtschaftstheorie.

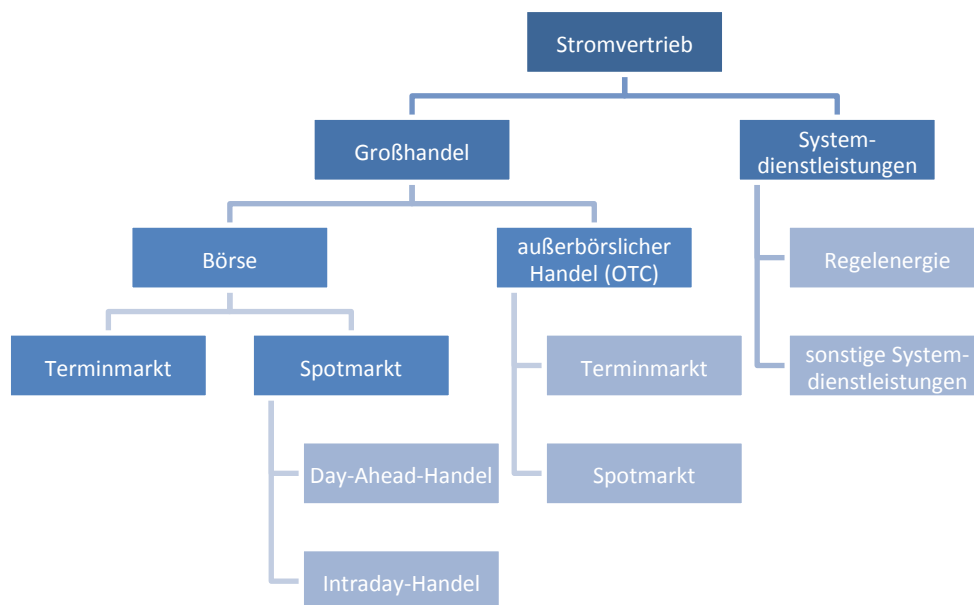


Abbildung 3 Struktur der Vertriebswege für elektrische Energie in Deutschland

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Bundeskartellamt 2011, 15

Der Großhandelsmarkt für Strom umfasst in Deutschland neben den institutionell organisierten Handelsmärkten der Börse auch einen außerbörslichen Handel – den sogenannten

over-the-counter (OTC) Markt. Die jeweils untergeordneten Teilmärkte unterscheiden sich insbesondere durch den Zeitpunkt der physischen Geschäftserfüllung. Angefangen beim Echtzeithandel mit sekunden- bzw. minutengenauer Erfüllung, bis zu Termingeschäften mit langfristigen Erfüllungszeiträumen von mehreren Jahren, ist eine Vielzahl physischer Lieferzeiträume realisierbar (vgl. Schulz 2008, 6). Der Handel mit Systemdienstleistungen bildet einen weiteren Vertriebszweig für Strom. Dienstleistungen dieser Art sind für die Funktionstüchtigkeit des Systems und zur Erhaltung der Versorgungssicherheit zwingend erforderlich und werden durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie bereitgestellt (vgl. VDN 2007, 49). Hierzu gehören Leistungen zur Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau sowie System- und Betriebsführung (vgl. VDN 2007, 49). In Deutschland werden Systemdienstleistungen vorwiegend auf dem Regelenenergiemarkt gehandelt. In Abbildung 3 ist die Struktur der Vertriebswege für elektrische Endenergie in Deutschland dargestellt.

Um im späteren Verlauf das aktuelle Marktdesign vor dem Hintergrund eines verstärkten Zubaus erneuerbarer Energien bewerten zu können, werden im Folgenden die wichtigsten Aspekte und Konzepte der deutschen Strommärkte betrachtet. Letztendlich können Aussagen über mögliche qualitative Auswirkungen steigender Anteile regenerativer Energien nur durch ein Verständnis der bestehenden Marktregeln getroffen werden.

2.2.1 AUßERBÖRSLICHER HANDEL (OTC-MARKT)

Die Beschaffung elektrischer Endenergie richtet sich, ebenso wie die Rohstoffversorgung in der verarbeitenden Industrie, u.a. nach den Faktoren Bedarf, Lieferzeit und Kosten. Zusätzlich zum börslich organisierten Stromhandel besteht im Bedarfsfall die Möglichkeit, sich die jeweilige Strommenge über den außerbörslichen Handel zu besorgen. Diese Beschaffungsmethode besitzt Expertenschätzungen zufolge das größte Handelsvolumen der deutschen Strommärkte (vgl. BMU 2006, 6). So lag beispielsweise die außerbörslich gehandelte Strommenge im Jahr 2009 mit 3.100 Terawattstunden (TWh) weit über der insgesamt erzeugten Strommenge von etwa 600 TWh (vgl. Bundeskartellamt 2011, 48). Der OTC-Markt spielt daher eine bedeutende Rolle für den deutschen Stromhandel.

Die handelnden Akteure treten auf dem OTC-Markt direkt oder über einen vermittelnden Intermediär in Kontakt (vgl. Schulz 2008, 6). Geschäftskontakte können dabei entweder auf langjährigen Handelspartnerschaften basieren oder über anonyme Kontaktsysteme zustande kommen. Sogenannte Strombroker vermitteln Abschlüsse von OTC-Geschäften

über elektronische Internetplattformen oder über Telefon (vgl. Schulz 2008, 6). Dabei ist die Ausgestaltung der Handelsverträge den beteiligten Akteuren selbst überlassen. Individuelle Bedürfnisse führen somit zu einer großen Anzahl möglicher Produktformen. Neben Verträgen mit physischer Erfüllung sind auch rein finanzielle Kontrakte üblich. Die individuelle Produktgestaltung auf dem OTC-Markt erlaubt theoretisch eine Vielzahl möglicher Lieferzeiträume. In der Praxis überdeckt der bilaterale Handel allerdings annähernd die gleiche Lieferzeitraumspanne wie die Märkte für Spot- und Termingeschäfte der Strombörse. Insbesondere technische Restriktionen bei Betrieb und Planung des Kraftwerkseinsatzes stehen einem Echtzeithandel auf dem OTC-Markt entgegen. In Abbildung 4 ist die Einordnung des OTC-Handels bezüglich seines Erfüllungszeitraums im Vergleich zu den weiteren Teilmärkten des deutschen Großhandelsmarktes für Strom dargestellt.

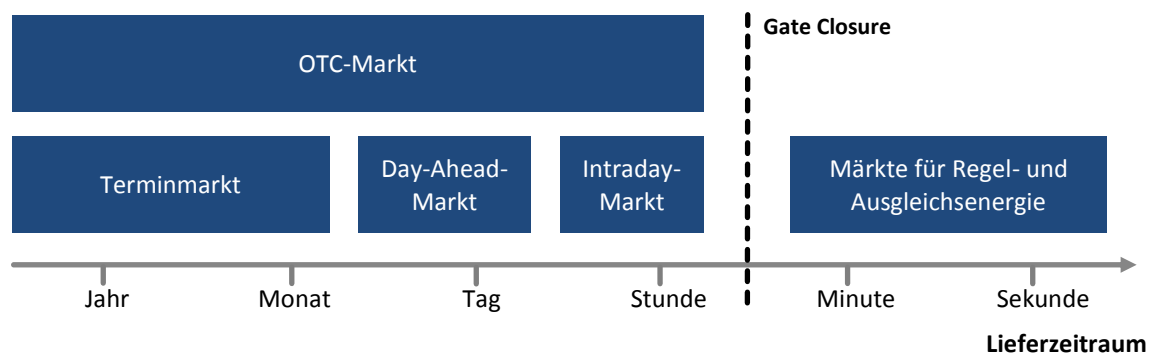


Abbildung 4 Chronologische Einordnung der deutschen Strommärkte

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Dieckmann 2008, 16

Vor allem die Flexibilität in der Steuerung der Energiebeschaffung ist für die Beliebtheit des OTC-Marktes bei den Marktteilnehmern verantwortlich. Bilaterale Handelsgeschäfte müssen keinen Börsenzeiten oder -regeln folgen und können nach individuellen Bedürfnissen getätigt werden. Darüber hinaus ermöglicht die spezifische Vertragsgestaltung auf dem OTC-Markt vielen verschiedenen Akteuren die Marktteilnahme. Anders als an der Strombörse bedarf die aktive Partizipation am OTC-Handel nicht zwingend einer Registrierung der Akteure. Nicht zuletzt diese Tatsache führt zu dem großen Handelsvolumen und der hohen Marktliquidität des bilateralen Stromhandels in Deutschland. Allerdings ist zu bedenken, dass die inhärente Flexibilität des OTC-Marktes Zeit in Anspruch nimmt, welche für den Handel mit Stromprodukten eine wesentliche Rolle spielt (vgl. Stoft 2002, 88). Für eine effiziente und zuverlässige Elektrizitätsversorgung bedarf es folglich alternativer Handelsmöglichkeiten – wie zum Beispiel über die börslich organisierten Strommärkte.

Aufgrund der individuellen Vertragsgestaltung bilateraler Transaktionen besteht nicht zwangsläufig die Möglichkeit, diese bei Bedarf über den OTC-Markt glattzustellen (vgl. Wawer 2006, 43). So können außerbörsliche Handelsgeschäfte unter Umständen nicht durch einen entgegengesetzten Geschäftsabschluss neutralisiert werden. Angesichts einer sehr hohen Marktliquidität kann diese Problematik allerdings vernachlässigt werden. Hauptnachteil des OTC-Handels gegenüber den börslich organisierten Strommärkten ist im Wesentlichen das Kontrahentenausfallrisiko bei Nichterfüllung durch den Handelspartner (vgl. Wawer 2006, 43). Um dieses Risiko zu vermindern, ermöglicht die Leipziger Strombörse European Energy Exchange (EEX) zusätzlich zum Börsenhandel die Abwicklung bilateraler Geschäfte über das OTC-Clearing der EEX. Gehandelt werden dürfen ausschließlich von der EEX zugelassene Produkte unter bestimmten standardisierten Rahmenbedingungen. So werden bei OTC-Geschäften auf dem Spot- und Terminmarkt verpflichtende Angaben über Kontraktart, -anzahl und -preis sowie Informationen über Marktteilnehmer bzw. Handelspartner verlangt (vgl. EEX AG 2009, 4 f.). Das Clearinghaus besitzt als zentraler Kontrahent eine hohe Bonität und schwächt somit das Kreditrisiko der Marktteilnehmer entscheidend ab. Zusätzlich bietet diese Form des standardisierten OTC-Handels einen deutlich reduzierten bürokratischen Aufwand für die Marktteilnehmer.

Der deutsche OTC-Markt für Strom sieht sich immer wieder dem Vorwurf intransparenter Strukturen bezüglich angewandter Preisindizes und teilnehmender Akteure ausgesetzt. Eine merkliche Differenz zwischen börslich und bilateral ermitteltem Marktpreis würde jedoch jedem Marktteilnehmer die Möglichkeit für einen gewinnbringenden Zwischenhandel bieten. Dieser natürliche Ausgleichsvorgang hätte eine Annäherung der Preise auf den verschiedenen Strommärkten zur Folge. Somit muss nach dem Grundsatz der Arbitragefreiheit das Preisniveau auf dem OTC-Markt in Näherung demjenigen des Spotmarktes der Strombörse entsprechen. Diesem Argument folgend stellt der auf dem Spotmarkt der EEX gebildete Strompreis das Referenzpreisniveau für bilaterale Handelsgeschäfte sowie den gesamten Stromhandel in Deutschland dar (vgl. Dieckmann 2008, 15).

2.2.2 INSTITUTIONELLER HANDEL (STROMBÖRSE)

Im Gegensatz zu den individuell ausgehandelten Produkten des bilateralen Handels, haben Produkte, die über die Strombörse vertrieben werden, einen standardisierten Charakter. Bei Bedarf können die gehandelten Positionen somit ohne größeren Aufwand glattgestellt werden. Darüber hinaus bietet der börsliche Stromhandel ein hohes Maß an Transparenz und folglich ein reduziertes Handelsrisiko im Vergleich zu OTC-Geschäftsabschlüssen.

Die deutsche Strombörse EEX in Leipzig ist eine staatlich beaufsichtigte und öffentlich-rechtlich organisierte Institution (vgl. Schulz 2008, 7). Auf Basis elektronischer Handelsplattformen können hier Strommengen auf dem Spot- und Terminmarkt gehandelt und vertrieben werden. Die European Commodity Clearing AG, eine Tochtergesellschaft der EEX AG, übernimmt dabei als zentraler Kontrahent das Clearing der Handelsgeschäfte und somit neben allen Abwicklungsdiensten auch das Kreditrisiko der Marktteilnehmer (vgl. EEX AG 2007, 72). Handelsgeschäfte über einen der Teilmärkte dürfen dabei ausschließlich durch zugelassene Börsenteilnehmer abgeschlossen oder vermittelt werden (vgl. EEX AG 2012c, 10). Das gesamte Handelsvolumen an der EEX ist, wie in Abbildung 5 zu sehen, über die letzten Jahre stetig gewachsen. Hierbei übertrifft das Handelsvolumen am Terminmarkt das Handelsvolumen am Spotmarkt um ein Vielfaches.

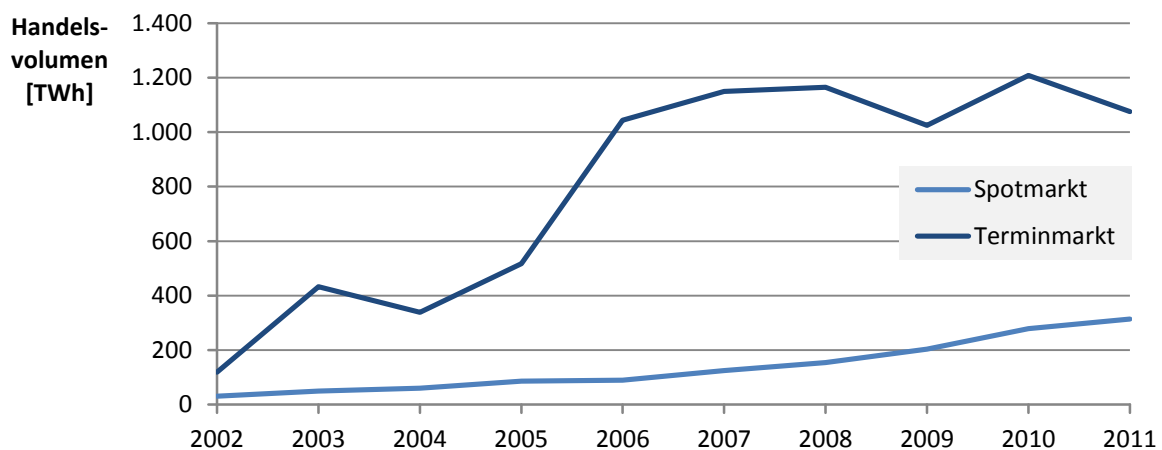


Abbildung 5 Entwicklung des Handelsvolumens am Spot- und Terminmarkt der EEX

Quelle: eigene Darstellung, Daten EEX-Geschäftsberichte 2002-2011⁷

Die Erzeuger regenerativer Energie erhalten in Deutschland für ihren eingespeisten Strom eine im EEG gesetzlich verankerte Vergütung von den ÜNB. Dieses Förderinstrument verursacht Mehrkosten, die letztlich über den Endkundenpreis von den Verbrauchern getragen werden müssen (vgl. Ehlers 2011, 59). Insbesondere der an der Strombörse ermittelte Spotmarktpreis spielt bei der Einspeisung und Vergütung erneuerbarer Energien somit keine Rolle. Die ÜNB wiederum vermarkten den nach dem EEG vergüteten Strom ausschließlich über den Day-Ahead-Handel der Strombörse. Infolgedessen haben erneuerbare Energien über den Mechanismus von Angebot und Nachfrage direkten Einfluss auf die

⁷ [http://www.eex.com/de/EEX/EEX AG/Geschäftsbericht](http://www.eex.com/de/EEX/EEX%20AG/Geschäftsbericht) (Stand 01. August 2012)

resultierenden Marktpreise für elektrische Energie. Die einhergehenden Auswirkungen für die Preisbildung auf den Strommärkten werden im Kapitel 3.2.2 detailliert betrachtet.

Im Folgenden werden die Grundlagen des Stromhandels am Spot- und Terminmarkt der EEX vorgestellt. Für eine detailliertere Darstellung der einzelnen Handelsvorgänge empfiehlt sich das Handbuch der *EEX AG* (2007) zur Einführung in den Börsenhandel.

2.2.2.1 EEX-Spotmarktkonzept

Auf dem Spotmarkt für Strom der EEX AG – EEX Power Spot – werden ausschließlich physische Stromprodukte gehandelt. Geliefert werden die Strommengen dabei u.a. in die Marktgebiete Deutschland, Österreich, Schweiz und Frankreich (vgl. EEX AG 2012a, 7). Der Spotmarkt bietet Börsenteilnehmern hierbei zwei mögliche Handelsformen: Neben dem Day-Ahead-Handel in Form geschlossener Auktionen mit zeitlich diskreten Geboten, bietet der Intraday-Handel fortlaufend die Möglichkeit Gebote abzugeben. Aufgrund des geringen zeitlichen Abstandes zwischen Geschäftsabschluss und Erfüllung, nutzen Marktteilnehmer den Spotmarkt vor allem für die kurzfristige Optimierung ihres Stromportfolios.

Der geschlossene Auktionenhandel auf dem Day-Ahead-Markt der EEX Power Spot findet einmal täglich an sieben Tagen in der Woche statt. Bis 12 Uhr mittags und bis zu 14 Tage im Voraus können die Marktteilnehmer dabei ihre jeweiligen Preis-Mengen-Gebote für die Stunden des Folgetages in ein geschlossenes, nicht einsehbares Orderbuch über die elektronische Plattform der EEX eingeben (vgl. Schulz 2008, 9). Die Gebotsabgabe erfolgt entweder für jede Stunde eines Tages einzeln (Stundengebot) oder für mehrere, zusammengefasste Stunden (Blockgebot). Unter der Annahme vollständiger Konkurrenz wird ein Stromanbieter immer versuchen, sein Kraftwerk bei positiver Differenz zwischen Verkaufserlös und Kraftwerkskosten zu betreiben (vgl. Bode und Groscurth 2006, 8). In diesem Zusammenhang hat der CO₂-Emissionshandel einen erheblichen Einfluss auf das Stromangebot. Da CO₂-Emissionsrechte bei einem potenziellen Kraftwerkeinsatz nicht mehr auf dem CO₂-Markt verkauft werden können, müssen sie als Opportunitätskosten in der Gebotslegung berücksichtigt werden (vgl. Bode und Groscurth 2006, 8). Letztlich wird sich das Gebot eines Kraftwerksbetreibers daher annahmegemäß aus der Preis-Mengen-Kombination von maximaler Kraftwerksleistung und den jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten zusammensetzen (vgl. Bode und Groscurth 2006, 9). Als Grenzkosten sind hierbei diejenigen Kosten zu verstehen, welche bei der Erzeugung einer weiteren Einheit (einer kWh) Strom anfallen würden. Nach Abgabeschluss wird anhand aller abgegebenen Gebote

eine stetig steigende Angebotsfunktion erstellt. Die aufsteigende Reihenfolge der Gebote ergibt somit die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage bzw. die sogenannte Merit-Order-Kurve – kurz Merit-Order (vgl. Ehlers 2011, 10).

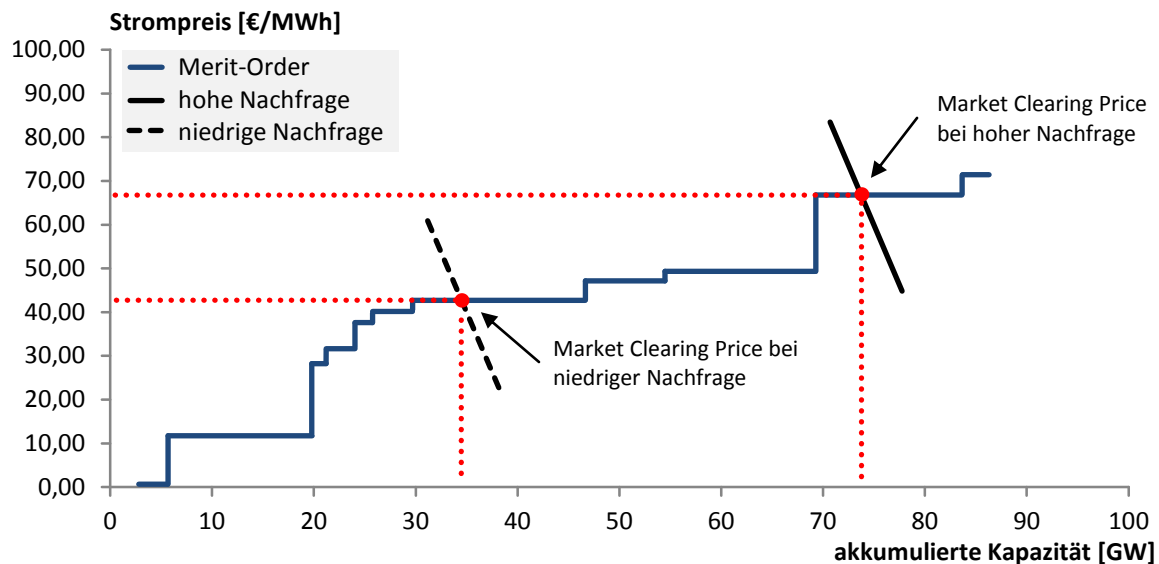


Abbildung 6 Preisbildungsmechanismus auf dem Spotmarkt einer Strombörse

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Bode und Groscurth 2006, 11

In Abbildung 6 ist der zugrunde liegende Preisbildungsmechanismus auf dem Spotmarkt einer Strombörse dargestellt. Grundlastkraftwerke und fluktuierende Erzeugungsanlagen geben aufgrund ihrer niedrigen variablen Kosten den linksseitigen Verlauf der Merit-Order vor. Dagegen bilden Spitzenlastkraftwerke mit hohen variablen Kosten das rechtsseitige Ende der Merit-Order. Der Schnittpunkt von aggregierter Angebots- und Nachfragefunktion definiert dabei den markträumenden Gleichgewichtspreis – den sogenannten *Market Clearing Price* (MCP) (vgl. Borchert 2003, 27). Alle Stromanbieter, deren Gebote unterhalb des Schnittpunktes liegen, erhalten den Zuschlag für die angegebene Strommenge zum jeweils ermittelten MCP. Demnach werden die Kraftwerke nicht nach ihren eigenen Geboten bezahlt, sondern nach dem Gebot des Grenzkraftwerkes, welches das höchste bezuschlagte Gebot abgegeben hat (vgl. Bode und Groscurth 2006, 10).

Die transparente Preisfindung im Day-Ahead-Handel mittels gleichgewichtiger Angebots- und Nachfragemenge führt zu einem geringen Ausführungsrisiko und somit zu einem hohen Partizipationsanreiz. Einer konstant hohen Liquidität auf den Strommärkten steht grundsätzlich das Paradigma der Nicht-Speicherbarkeit von Elektrizität entgegen. Jedoch bieten insbesondere begrenzte Lieferintervalle diskreter Auktionsverfahren – wie auf dem Day-Ahead-Markt der EEX – gute Voraussetzungen für eine geeignete Marktliquidität.

Die Marktliquidität besitzt zudem eine wichtige Funktion für die Preisbildung diskreter Auktionsverfahren. Je höher die Liquidität, desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit für jeden Einzelnen das preissetzende Kraftwerk zu stellen. Aus dieser Logik resultiert die Theorie, dass die Anbieter ihre Gebote in der Day-Ahead-Auktion am Spotmarkt an den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung orientieren, um ihr Kraftwerk sicher in der Merit-Order zu platzieren (vgl. Wawer 2006, 28).

Auf dem Intraday-Markt tragen die Börsenteilnehmer dagegen ihre Kauf- oder Verkaufsgabote in ein halb offenes Orderbuch über die elektronische Plattform der EEX ein und können diesem jederzeit Informationen über bereits gehandelte Kontrakte entnehmen (vgl. EEX AG 2007, 44). Der ermittelte Preis enthält somit alle relevanten Marktinformationen und bietet den Teilnehmern neben einer hohen Transparenz ein niedriges Ausführungs- und Preisrisiko (vgl. Wawer 2006, 26). Die Abgabe eines Baseload- oder Peakload-Gebotes kann bis zu 45 Minuten vor dem jeweiligen Liefertermin getätigt werden. Ein Baseload-Kontrakt umfasst die Lieferung der Grundlast, wohingegen ein Peakload-Kontrakt lediglich die Spitzenlast abdeckt. Die physische Lieferung erfolgt je nach Kontrakt innerhalb des laufenden Tages oder am Folgetag. Zur Geschäftsausführung auf dem Intraday-Markt kommt es, sobald sich zwei entsprechende Gebote gegenüberstehen. Demnach erfolgt die Preisfindung anders als im Day-Ahead-Handel nicht anhand des Gleichgewichtes zwischen aggregierter Angebots- und Nachfragemenge, sondern jede Transaktion führt zu einem neuen Marktpreis. Der Intraday-Markt wird daher auch als preisgetriebener Markt bezeichnet (vgl. Wawer 2006, 26). Viele Marktteilnehmer führen in der Regel zu einem liquiden Markt und somit zu einer effizienten Preisbildung bei gleichzeitig hohem Wettbewerb. Hinsichtlich dessen bietet der kontinuierliche Handel über den Spotmarkt der EEX aufgrund des geringen Handelsvolumens nicht zwingend eine effiziente Preisbildung. Ursache hierfür ist vor allem die technisch notwendige Vorlaufzeit von einem Tag für eine wirtschaftliche Kraftwerkseinsatzplanung. Letztlich ist das hohe Ausführungsrisiko auf dem Intraday-Markt zugleich Existenzgrundlage für den Day-Ahead-Handel an der Strombörse mit einem deutlich größeren Pool an potenziell geeigneten Geschäftspartnern.

Nach Angaben der EEX AG ist das Gesamtvolumen der über den kontinuierlichen Handel abgeschlossenen Transaktionen im Vergleich zum Handelsvolumen des Auktionshandels deutlich kleiner. So entfiel auf den Handel mit Baseload- und Peakload-Kontrakten im Juni

2012 lediglich ein Anteil von etwa 5,2 Prozent⁸ des gesamten Handelsvolumens am EEX-Spotmarkt für Strom. Demzufolge ist der geschlossene Auktionshandel des Spotmarktes vor allem aufgrund seiner hohen Flexibilität und niedrigen Kontraktvolumen sehr attraktiv für die Börsenteilnehmer (vgl. Schulz 2008, 10).

2.2.2.2 EEX-Terminmarktkonzept

Auf dem Terminmarkt werden neben physischen auch finanzielle Produkte gehandelt. Die Geschäftserfüllung erfolgt dabei frühestens eine Woche nach Kontraktabschluss und unterscheidet sich somit wesentlich von Spotmarktgeschäften. Die Langfristigkeit der Terminkontrakte bietet den Marktteilnehmern die Möglichkeit sich gegen die Risiken am Spotmarkt bezüglich Ausführung und Preisentwicklung abzusichern. So nutzen Elektrizitätserzeuger Terminkontrakte, um sich gegen Schwankungen der Spotmarktpreise zu schützen und somit Kraftwerksinvestitionen decken zu können (vgl. Wawer 2006, 40). Insbesondere Erlöseinbrüche im Falle eines kurzfristigen Preisverfalls am Spotmarkt werden in der Regel durch langfristige Termingeschäfte abgeschwächt. Stromnachfrager können ebenso ein Interesse an stabilen Preisen haben. So nutzen beispielsweise Industriekunden den Terminmarkt zur langfristigen Optimierung ihres Stromportfolios.

Die EEX Power Derivatives GmbH betreibt als Tochtergesellschaft der EEX AG den deutschen und den französischen Terminmarkt für Strom. Börsenteilnehmer haben an der EEX grundsätzlich die Möglichkeit mit Futures und Optionen zu handeln. Der Handel mit sogenannten Strom-Futures zeichnet sich durch eine unbedingte Erfüllungspflicht aus und beinhaltet je nach gewählter Kontraktform eine physische oder finanzielle Erfüllung des Handelsgeschäftes. Die Fälligkeit der Kontrakte kann zwischen einem Monat und mehreren Jahren ein breites Spektrum möglicher Erfüllungszeiträume abdecken (vgl. EEX AG 2007, 68). Dagegen besitzen an der EEX gehandelte Strom-Optionen eine bedingte Erfüllungspflicht, d.h. das Recht zum Kauf (Call-Option) bzw. Verkauf (Put Option) einer festgelegten Strommenge innerhalb eines vereinbarten Zeitraums, zu einem heute festgelegten Preis (vgl. Schulz 2008, 10). Infolgedessen besitzen Optionsgeschäfte grundsätzlich ein begrenztes Verlustrisiko für die Marktteilnehmer.

⁸ Im Juni 2012 betrug das Handelsvolumen an der EEX Power Spot insgesamt 28,6 TWh. Auf den Day-Ahead-Handel entfielen rund 27,1 TWh, auf den Intraday-Markt etwa 1,5 TWh (vgl. EEX AG 2012b).

Finanzielle Termingeschäfte benötigen ebenso wie bilaterale Transaktionen einen Spotmarktpreis als Referenzwert zur Orientierung für den jeweiligen Basiswert, der die Erfüllung monetär festlegt. Besteht keine Möglichkeit dieser Art, sind ausschließlich Handelsgeschäfte mit physischer Erfüllung möglich (vgl. Ellwanger und Mangermann 2003, 8). Analog zum fortlaufenden Spotmarkthandel ist der Terminmarkt ebenfalls ein kontinuierlicher Markt und somit auf eine Vielzahl an Marktteilnehmer angewiesen, um eine hohe Liquidität und ein effizientes Preisbildungsverfahren zu gewährleisten (vgl. Wawer 2006, 47). Aufgrund langfristiger Erfüllungszeiträume von Termingeschäften und begrenzter Prognostizierbarkeit der Einspeisung fluktuierender Energien infolge meteorologischer Abhängigkeit ist es insbesondere für Stromanbieter von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, schwierig finanzielle Handelsgeschäfte einzugehen.

Im Juni 2012 betrug das Handelsvolumen am Strom-Terminmarkt der EEX Power Derivatives nach Angaben der EEX AG insgesamt 83,2 TWh, wobei der größte Anteil der getätigten Handelsgeschäfte eine finanzielle Erfüllung besaß (vgl. EEX AG 2012b). Insgesamt entspricht dieses Handelsvolumen rund 291 Prozent⁹ der im selben Zeitraum gehandelten Strommenge an der EEX Power Spot. Terminmarktgeschäfte stellen somit eine wichtige Vertriebsmöglichkeit auf dem deutschen Großhandelsmarkt für Strom dar und sind darüber hinaus für das wirtschaftliche Agieren der Marktteilnehmer unerlässlich.

2.2.3 REGELENERGIEMARKT

In Deutschland sind die ÜNB nach § 13 Absatz 1 EnWG verpflichtet eine potenzielle Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen (vgl. BMJ 2012a, 30). Neben vertraglich vereinbarten ab- und zuschaltbaren Lasten sowie dem Management von Netzengpässen gilt hierbei vor allem der Einsatz von Regelenergie als geeignete, marktbezogene Maßnahme (vgl. BMJ 2012a, 30). In diesem Zusammenhang entspricht die Bereitstellung von Regelleistung einer Systemdienstleistung, welche unbedingt und unmittelbar zur Frequenzhaltung erforderlich ist. Frequenzabweichungen entstehen im Übertragungsnetz in der Regel durch Ungleichgewichte zwischen eingespeisten und entnommenen Strommengen. Ein Leistungsüberschuss bzw. eine positive Differenz aus Einspeise- und Entnahmepositionen (inklusive Verlusten) hat eine höhere Netzfrequenz als die Sollfrequenz von 50 Hertz zur

⁹ Im Juni 2012 betrug das Handelsvolumen am Strom-Terminmarkt der EEX Power Derivatives 83,2 TWh, was in etwa 291 Prozent des Handelsvolumens am Strom-Spotmarkt der EEX (28,6 TWh) entspricht.

Folge (vgl. Al-Awaad 2009, 14). Analog führt eine negative Differenz aus eingespeisten und entnommenen Positionen zu einem Leistungsdefizit und einer niedrigeren Netzfrequenz als 50 Hertz. Um Leistungsbilanzabweichungen und somit eine Gefährdung der Versorgungssicherheit zu vermeiden, müssen die ÜNB im Bedarfsfall für einen Leistungsausgleich sorgen (vgl. VDN 2007, 50). Demzufolge bedingt ein Leistungsüberschuss die Einspeisung negativer Regelleistung, ein Leistungsdefizit dagegen die Einspeisung positiver Regelleistung durch die am Regelenenergiemarkt teilnehmenden Kraftwerke.

Der Einsatz von Regelleistung zur Erhaltung der Frequenzstabilität hat in der Praxis vor allem zwei Hauptursachen. Zum einen bewirken Lastsprünge durch Kraftwerksausfälle sowie Lastab- oder Lastzuschaltungen Abweichungen der Frequenz von ihrem Nennwert. Zum anderen führt die begrenzte Prognostizierbarkeit dargebotsabhängiger Einspeisung aus Windenergie- und Solarstromanlagen zu potenziellen Frequenzabweichungen (vgl. Al-Awaad 2009, 15). So besitzt beispielsweise die Vorhersage der Windgeschwindigkeiten für die nächsten 24 Stunden Prognosefehler zwischen 9 und 15 Prozent (vgl. Swider 2006, 9). Aus diesem Grund führt ein steigender Anteil fluktuierender Erzeugungsanlagen, unter der Annahme gleichbleibender Prognosequalität dargebotsabhängiger Einspeisewerte, mit einer hohen Wahrscheinlichkeit zu Frequenzabweichungen im Übertragungsnetz und infolgedessen zu einem erhöhten Regelenenergiebedarf auf den deutschen Strommärkten.

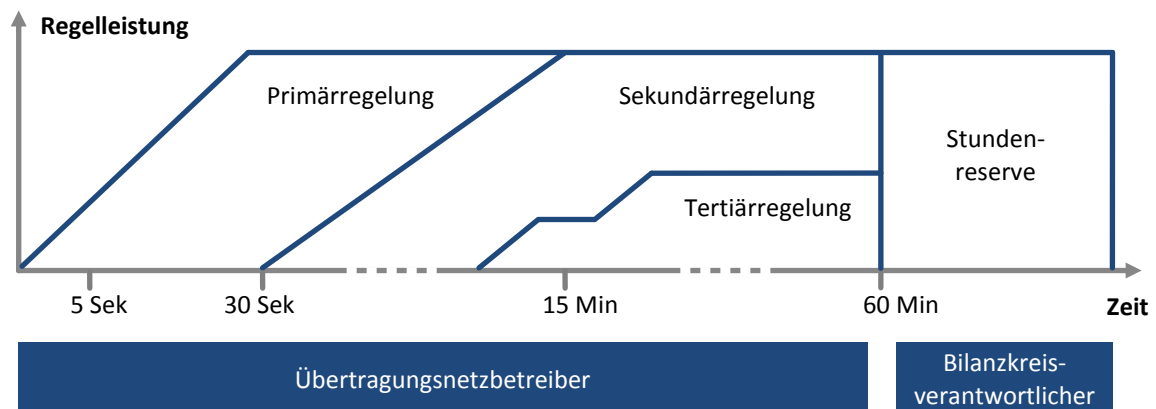


Abbildung 7 Schematischer Zeithorizont für den Einsatz von Regelleistung

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Al-Awaad 2009, 18

Nach den Richtlinien des *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) sind die deutschen ÜNB verpflichtet, entsprechend benötigte Leistungsreserven über den Regelenenergiemarkt zu beschaffen. Der Regelenenergiemarkt umfasst hierzu den Einsatz von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung. Die chronologische Aktivierungsabfolge der verschiedenen Regelungsarten ist in Abbildung 7 dargestellt. Die

Primärregelung wird innerhalb von wenigen Sekunden automatisch aktiviert und ist bis zu 15 Minuten verfügbar. Die Sekundärregelung kann bei Bedarf innerhalb von 5 Minuten ihre volle Leistung erbringen und die Tertiärregelung bzw. Minutenreserve ist innerhalb von 15 Minuten manuell aktivierbar. Durch den Einsatz aller Reserveleistungen können somit Frequenzabweichungen im Übertragungsnetz bis zu einer Stunde abgedeckt werden (vgl. Swider 2006, 10). Darüber hinaus existiert eine sogenannte Stundenreserve, welche den Kraftwerksbetreibern zur Absicherung der eigenen Lieferverträge dient und dem jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen obliegt (vgl. Schulz 2008, 14). Diese Art der Dauerreserve ist jedoch nicht Bestandteil des deutschen Regelenenergiemarktes.

Nach § 22 Absatz 1 EnWG müssen die ÜNB die notwendige Regelleistung zur Deckung von Frequenzabweichungen über ein transparentes, diskriminierungsfreies und marktorientiertes Verfahren beschaffen (vgl. BMJ 2012, 45). Der Reserveleistungsbedarf der ÜNB wird hierzu für alle drei Regelenenergiearten über eine zentrale Internetplattform¹⁰ gemeinsam ausgeschrieben. Zusätzlich ist es den ÜNB nach § 6 Absatz 2 StromNZV (Stromnetzzugangsverordnung) erlaubt, einen sogenannten Kernanteil in ihrer eigenen Regelzone auszuschreiben, um bei unvorhersehbaren Störungen die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (vgl. BMJ 2012, 5). Die Ausschreibungsverfahren für Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung richten sich jeweils nach den Beschlüssen der Bundesnetzagentur und erfolgen wöchentlich bzw. für die Minutenreserveregelung täglich (vgl. Al-Awaad 2009, 29 f.). Um die für die jeweilige Regelenenergieart notwendige Mindestleistung bereitzustellen, ist es Anbietern erlaubt, durch gemeinsame Poolbildung an den Ausschreibungen teilzunehmen (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. 2012). Die Vergabe der Primärregelleistung orientiert sich hierbei ausschließlich am Leistungspreis der Anbieter. Dagegen erfolgt die Bewertung der Leistungsgebote von Sekundär- und Tertiärreserveenergie mittels einer kombinierten Auswahl- und Preisbildungsregel. Demnach erhalten die Gebote zuerst auf Basis des Leistungspreises aufsteigend einen Zuschlag, der Abruf der erfolgreichen Leistungsgebote richtet sich anschließend nach dem geringsten Arbeitspreis (vgl. Wawer 2006, 57 f.).

Erzeuger elektrischer Energie müssen für eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt zuerst ihre technischen und betrieblichen Fähigkeiten, Reserveleistung bereitstellen zu können, unter Beweis stellen. Hierzu werden im Rahmen eines Präqualifikationsverfahrens u.a.

¹⁰ <https://www.regelleistung.net>

Anforderungen an die technische Realisierung, das verfügbare Regelband, die Aktivierungsgeschwindigkeit sowie die Zeitverfügbarkeit vom jeweiligen Anschlussübertragungsnetzbetreiber vorausgesetzt (vgl. VDN 2007 27 f.). Darüber hinaus besteht für Erzeugungseinheiten mit einer Nennleistung größer oder gleich 100 MW die Pflicht, zur Abgabe von Primärregelleistung fähig zu sein, um einen Anschluss an das Übertragungsnetz zu erhalten (vgl. VDN 2007, 27). Derzeit erfolgt die Bereitstellung von Regelennergie daher hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerkstechnologien. Obwohl das EEG erneuerbaren Erzeugungsanlagen die Teilnahme am Regelenenergiemarkt über die Direktvermarktung grundsätzlich ermöglicht, verhindern bislang in erster Linie die hohen Anforderungen der Präqualifikation eine Partizipation fluktuierender Energien. Um dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen zukünftig in den Regelenenergiemarkt zu integrieren, bedarf es in erster Linie einer Abstimmung der regulatorisch geforderten Zuverlässigkeit des Regelenenergieangebotes von 100 Prozent mit der intermittierenden Stromerzeugung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen (vgl. Fraunhofer IWES 2012, 1 f.). Demnach könnten beispielsweise geeignete Einspeiseprognosen und Nachweisverfahren für die Leistungsbereitstellung die Teilnahme fluktuierender Energien am deutschen Regelenenergiemarkt ermöglichen (vgl. Fraunhofer IWES 2012, 2).

2.2.4 INVESTITIONSENTSCHEIDUNGEN

Investitionsentscheidungen in der Elektrizitätswirtschaft basieren u.a. auf einer hohen Kapitalintensität, einer langen Lebensdauer der Investitionsgüter sowie einer großen Zeitspanne für Planungs- und Bauprozesse. Investitionszyklen wie sie in Branchen mit vergleichbaren Merkmalen – beispielsweise der Luftfahrtindustrie – auftreten, konnten wissenschaftlich bereits nachgewiesen werden (vgl. Gaidosch 2007, 4). So führen steigende Strompreise in der Regel zu Phasen mit verstärkter Investitionstätigkeit und gleichzeitig zum Aufbau von Reservekapazitäten (vgl. Gaidosch 2007, 3 f.). Hohe Reservekapazitäten haben wiederum fallende Strompreise und Phasen mit geringer Investitionstätigkeit zur Folge. Aufgrund typischer Kraftwerkslebensdauern von mehreren Jahrzehnten und der vergleichsweise jungen Geschichte des liberalisierten Strommarktes liegen bislang jedoch keine Erfahrungen über wiederkehrende Investitionsphasen in Deutschland vor.

Nachdem ein Investor grundlegende Kenngrößen seines Bauvorhabens, wie u.a. Kraftwerksparameter, Standort und Peripherie festgelegt hat, muss für eine endgültige Investitionsentscheidung die Rentabilität des eingesetzten Kapitals berechnet werden. Einer rein betriebswirtschaftlichen Investitionsrechnung stehen in der Elektrizitätswirtschaft jedoch

regulatorische Eingriffe sowie zyklische Marktphänomene entgegen (vgl. Gaidosch 2007, 5). Darüber hinaus bilden unvollständige Informationen bezüglich der zu erwartenden Marktpreientwicklung ein schwer kalkulierbares Risiko. Die Bewertung einer Kraftwerksinvestition ist letztlich von den potenziellen Vermarktungsmöglichkeiten abhängig. Im derzeitigen Marktdesign gelten vor allem eine hohe Anzahl an Volllaststunden sowie hohe Marktpreisspitzen als qualitative Merkmale für eine hohe Investitionsrentabilität (vgl. Kurth 2011, 3). Im Folgenden werden daher die Vertriebswege der deutschen Strommärkte hinsichtlich ihrer Relevanz für die Entscheidung eines Investors betrachtet.

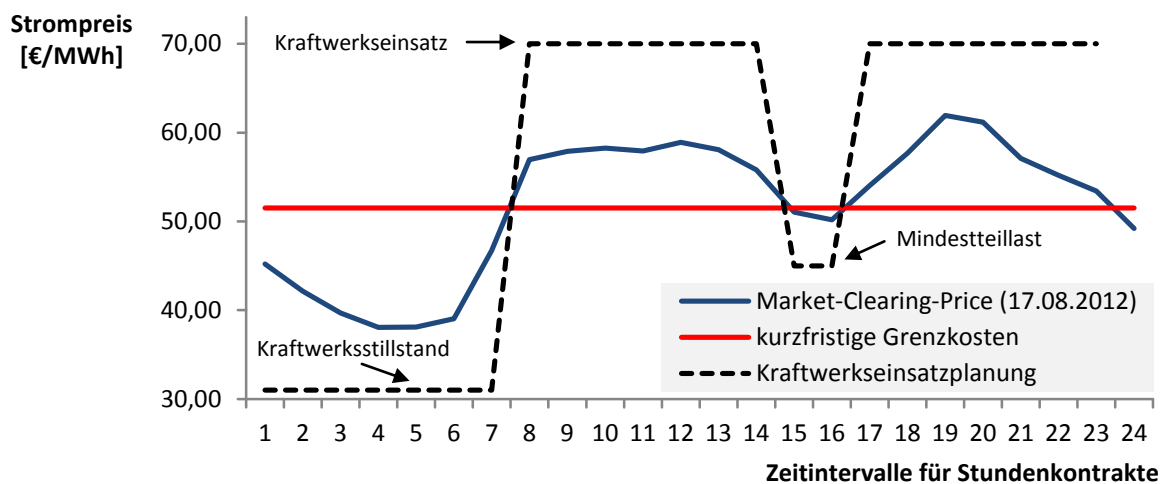


Abbildung 8 Kraftwerkseinsatzplanung bei exklusivem Vertrieb über den Spotmarkt

Quelle: eigene Darstellung, Daten EEX AG¹¹, vgl. bne 2011, 16

Bei einer exklusiven Vermarktung über den Day-Ahead-Handel der Strombörse folgt der Kraftwerksbetrieb den stündlichen Spotmarktpreisen. Um einen positiven Deckungsbeitrag zu erwirtschaften, orientiert sich ein Kraftwerksbetreiber bei der Einsatzplanung hierzu an den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung (vgl. bne 2011, 16). In Abbildung 8 ist der prinzipielle Verlauf des Kraftwerkseinsatzes bei einer exklusiven Vermarktung über den Spotmarkt dargestellt. Demnach ist eine positive Differenz zwischen Spotmarktpreis und kurzfristigen Grenzkosten gleichbedeutend mit dem Betrieb des Kraftwerkes. Ein negativer Differenzbetrag hingegen führt zum Stillstand des Kraftwerkes. Solche Betriebsunterbrechungen gestalten sich jedoch unter Umständen ungünstig, falls die Kosten durch technische Randbedingungen beim Ab- und Anschalten der Erzeugungsanlage höher sind als die

¹¹ Die Marktdaten der EEX AG für Stundenkontrakte an der EEX Power Spot im Marktgebiet Deutschland/Österreich für den 17. August 2012 können unter der folgenden Internetadresse abgerufen werden: <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Stundenkontrakte> | Spotmarkt Stundenauktion

Verluste, welche durch einen negativen Deckungsbeitrag entstehen würden. Insbesondere kurzfristige, negative Preisausschläge führen häufig dazu, dass Kraftwerke im Mindestteillastbereich betrieben werden, um in den folgenden Zeitintervallen die zu erwartenden ausreichend hohen Spotmarktpreise nutzen zu können (vgl. bne 2011, 16). Für eine hohe Einsatzflexibilität bei stark schwankenden Spotmarktpreisen sind im Wesentlichen eine kurze Mindeststillstandzeit, eine niedrige Mindestteillast sowie eine geringe Anfahrzeit des Kraftwerkes notwendig. Zusätzlich bedarf es einer verlässlichen Prognose der zu erwartenden Marktpreise. Im Endeffekt bildet sich der ökonomische Wert einer Kraftwerksinvestition bei ausschließlichem Vertrieb über den Spotmarkt durch eine Gegenüberstellung von prognostizierten Deckungsbeiträgen und fixen Kostenanteilen (vgl. bne 2011, 17).

Eine Vermarktung am Terminmarkt beinhaltet grundsätzlich eine hohe Sicherheit bezüglich der Geschäftsausführung und wird daher hauptsächlich zur Absicherung gegen zu erwartende Marktpreisschwankungen genutzt. Die Möglichkeit durch Ausnutzung der unsicheren, zukünftigen Preisentwicklung eine Risikoprämie erwirtschaften zu können, gilt als weiterer Anreiz am Terminmarkt zu partizipieren (vgl. bne 2011, 19). Darüber hinaus bietet eine parallele Vermarktung am Spotmarkt einerseits die Möglichkeit nicht abgesetzte Strommengen bei positiver Differenz zwischen Spotmarktpreis und kurzfristigen Grenzkosten gewinnbringend zu verkaufen. Andererseits kann die Gewinnmarge für Lieferverpflichtungen am Terminmarkt bei niedrigen Spotmarktpreisen und gleichzeitig negativem Deckungsbeitrag des eigenen Kraftwerkes am Spotmarkt durch den Einkauf der benötigten Strommenge auf selbigem erhöht werden (vgl. bne 2011, 19). Als nachteilig gelten dagegen vor allem das Risiko von Preisschwankungen sowie der begrenzte Zeithorizont von Terminmarktgeschäften. Dieser entspricht lediglich dem Zeitraum für Planung und Bauzeit eines Kraftwerkes, nicht jedoch demjenigen des Betriebes ab der Inbetriebnahme.

Die technischen Teilnahmevoraussetzungen des Regelenenergiemarktes führen *ex-ante* zu einer begrenzten Anzahl potenzieller Marktteilnehmer. Derzeit wird der größte Teil der Regelenenergie von thermischen Großkraftwerken bereitgestellt. Bei dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen beschränkt bislang insbesondere die intermittente Einspeisecharakteristik eine Partizipation am Regelenenergiemarkt. Die zugelassenen Anbieter haben in vielerlei Hinsicht mit marktbedingten Unsicherheiten zu kämpfen. So führen zum einen regulatorische Marktveränderungen in der Vergangenheit zu einer schwierigen langfristigen Kalkulation der Preisentwicklung (vgl. bne 2011, 18). Zum anderen bedingt die grundsätzliche

Struktur des *Pay-as-bid* Ausschreibungsverfahrens¹² ein Risiko, welches sich durch strategisches Agieren der Marktteilnehmer ergibt (vgl. bne 2011, 18).

Letztendlich basiert der Wert einer Kraftwerksinvestition im derzeitigen Marktdesign somit in erster Linie auf einer Bewertung gegenüber dem Spotmarkt. Erfüllt ein Kraftwerk die notwendigen technischen Voraussetzungen, so bietet eine Vermarktung auf dem Regelenenergiemarkt zusätzliche wirtschaftliche Absatzmöglichkeiten (vgl. bne 2011, 20). Hauptaufgabe der Vermarktung über den Terminmarkt hingegen ist die Optimierung des Stromabsatzes sowie die Absicherung gegen Marktpreisschwankungen.

Im Hinblick auf die vorliegende Problemstellung sind für einen wettbewerblichen Vertrieb erneuerbarer Energien im aktuellen Marktdesign demnach in erster Linie die Erlösmöglichkeiten am Spotmarkt relevant. Insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen können aufgrund ihrer inhärenten Einspeisecharakteristik bislang keine Erlöse am Regelenenergiemarkt erzielen (vgl. Kapitel 2.2.3). In diesem Zusammenhang wird derzeit in einem vom BMU geförderten Projekt die zukünftige Bereitstellung von Regelenenergie durch Windenergieanlagen untersucht (vgl. Fraunhofer IWES 2012, 1 ff.). Darüber hinaus begrenzt die schlechte Prognostizierbarkeit fluktuierender erneuerbarer Energien den finanziellen Handel am Terminmarkt bzw. führt über die notwendige Berücksichtigung einer Risikoprämie zu wettbewerblichen Nachteilen für Stromanbieter intermittierender Erzeugungsanlagen (vgl. Kapitel 2.2.2). Um Aussagen hinsichtlich einer wettbewerblichen Finanzierung erneuerbarer Energien auf den Strommärkten treffen zu können, liegt der Schwerpunkt des folgenden Kapitels daher auf den Interdependenzen von steigenden Anteilen fluktuierender Energien und der Preisbildung im Day-Ahead-Handel an der EEX.

¹² Eine *Pay-as-bid* Ausschreibung impliziert, dass erfolgreiche Akteure anhand individueller Gebote und insbesondere nicht in Form eines einheitlichen Räumungspreises vergütet werden (vgl. Kapitel 5.1).

3 Herausforderungen hoher Anteile erneuerbarer Energien für die deutschen Strommärkte

Die zukünftige Entwicklung der deutschen Stromversorgung ist von einer Vielzahl verschiedener Einflussfaktoren abhängig. Dementsprechend komplex gestalten sich Szenarien für ein Elektrizitätssystem mit weitgehend regenerativer Erzeugungsstruktur. So berücksichtigt das BMU in seiner in Auftrag gegebenen Studie über Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland neben Entwicklungspfaden für den Stromverbrauch und die Elektromobilität auch technologische Potenziale von Erzeugungsanlagen und Speicherkonzepten (vgl. DLR et al. 2012, 4 ff.). Für eine elementare Betrachtung der Auswirkungen steigender Anteile erneuerbarer Energien für die deutschen Strommärkte spielen diese Faktoren jedoch lediglich eine untergeordnete Rolle und werden daher in den weiteren Überlegungen dieses Kapitels nicht berücksichtigt.

Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept feste Ausbauziele erneuerbarer Energien in Deutschland für einen Zeithorizont bis zum Jahr 2050 quantifiziert. Demnach soll der Anteil regenerativer Erzeugungsanlagen am Bruttostromverbrauch

- bis zum Jahr 2020 mindestens 35 Prozent,
- bis zum Jahr 2030 mindestens 50 Prozent,
- bis zum Jahr 2040 mindestens 65 Prozent und
- bis zum Jahr 2050 mindestens 80 Prozent betragen.

Diesen Ansprüchen folgend, decken erneuerbare Energien nach einem Szenario des BMU – im Folgenden Referenzszenario – im Jahr 2020 bereits 41 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs. Dieser Anteil steigt bis zum Jahr 2030 auf 63 Prozent, bis zum Jahr 2040 auf 76 Prozent und bis zum Jahr 2050 sogar auf 85 Prozent an (vgl. DLR et al. 2012, 105).

Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Biomasse und Geothermie unterscheiden sich bezüglich ihrer technologischen Kenngrößen und Randbedingungen zum Teil stark. Daher besitzt die zukünftige Zusammensetzung des Kraftwerksparks einen nicht unerheblichen Einfluss auf eine qualitative Betrachtung potenzieller Auswirkungen erneuerbarer Energien für die deutschen Strommärkte. In Abbildung 9 ist die Entwicklung installierter Stromleistungen regenerativer Erzeugungstechnologien nach dem Referenzszenario des BMU dargestellt. Demzufolge werden in den kommenden Jahrzehnten hauptsächlich Anlagen zur

Stromerzeugung die deutsche Elektrizitätsversorgung dominieren, welche auf der Nutzung von Wind- oder Sonnenenergie basieren (vgl. BMWi 2010, 7 ff.).

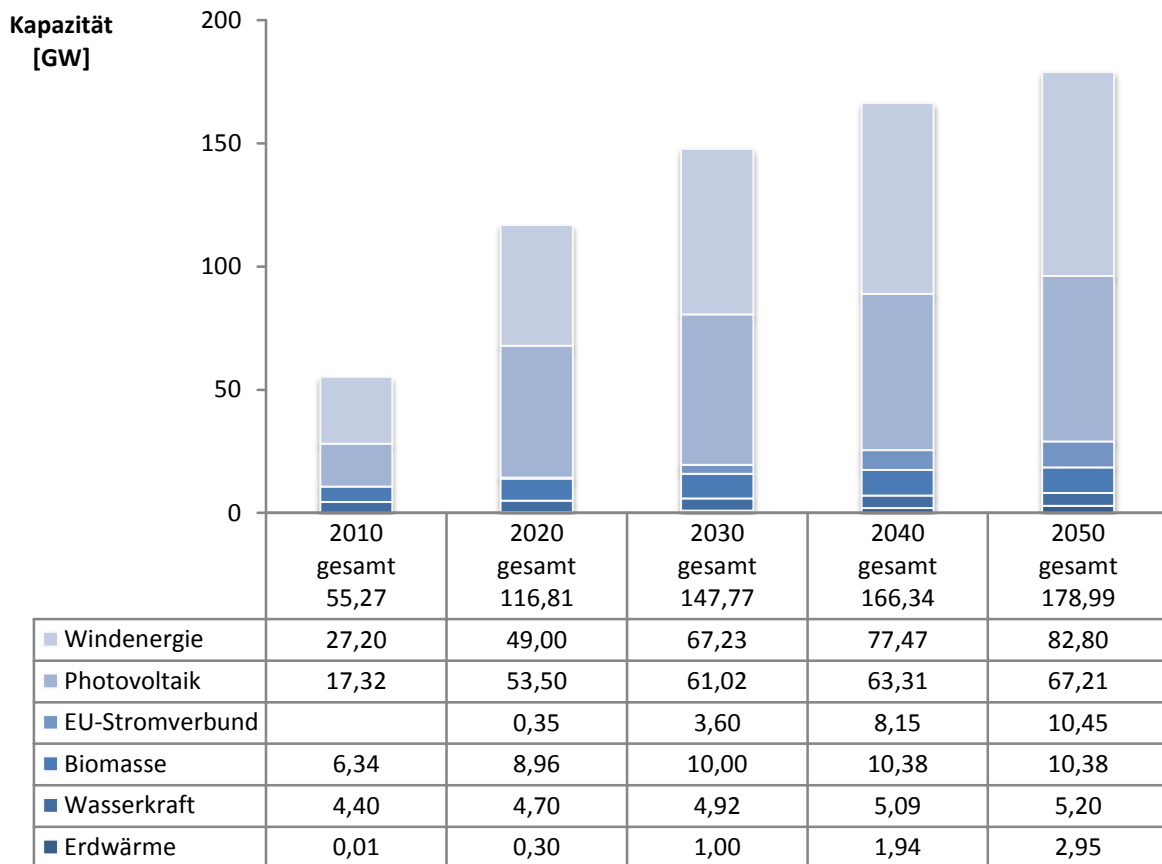


Abbildung 9 Entwicklung installierter Kapazitäten erneuerbarer Energien bis 2050

Quelle: eigene Darstellung, Daten BMU, vgl. DLR et al. 2012, 116

Nach dem in Abbildung 9 dargestellten Referenzszenario des BMU werden Windenergieanlagen im Jahr 2050 mit 46,3 Prozent den größten Anteil installierter Kapazitäten erneuerbarer Kraftwerke besitzen. Offshore-Windparks mit meist großen Erzeugungsleistungen gewinnen hierbei zunehmend an Bedeutung und steigern ihren relativen Anteil an der insgesamt installierten Windenergiekapazität von 0,3 Prozent im Jahr 2010 auf 37,5 Prozent bis zum Jahr 2050 (vgl. DLR et al. 2012, 116). Daneben gilt die Photovoltaik mit einem Anteil von 37,6 Prozent an der installierten Gesamtkapazität erneuerbarer Kraftwerke im Jahr 2050 als zweitwichtigste, dargebotsabhängige Erzeugungstechnologie. Die verfügbaren Leistungen von Wasserkraftwerken bleiben hingegen über die kommenden Jahrzehnte weitgehend konstant und besitzen zusammen mit der Stromerzeugung von Geothermie- und Biomassekraftwerken einen vergleichsweise geringen Anteil an der Systemkapazität. Darüber hinaus wird sich der Import erneuerbarer Erzeugungsleistungen aus dem europäischen Ausland bis zum Jahr 2050 auf insgesamt 10,45 GW erhöhen.

3.1 Qualitative Merkmale eines Elektrizitätssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Ein massiver Ausbau erneuerbarer Erzeugungstechnologien hat nicht zuletzt entscheidenden Einfluss auf wesentliche, marktbezogene Eigenschaften einer Stromversorgung. Zugleich verändern sich die Rahmenbedingungen für die vorherrschende Ausgestaltung der deutschen Strommärkte. Tabelle 2 umfasst hierzu verschiedene marktrelevante Merkmale einer Erzeugungsstruktur und erklärt deren jeweilige Bedeutung für das Marktdesign. Darauf aufbauend werden im Folgenden qualitative Ausprägungen dieser Merkmale für ein Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien untersucht und bewertet.

Tabelle 2 Marktdesignrelevante Merkmale einer Erzeugungsstruktur

Merkmals	Definition	Bedeutung für das Marktdesign
Kostenstruktur	Anteil der Kapital- und Betriebskosten an den Gesamtkosten und resultierende Grenzkosten	Grenzkosten bilden die Basis für die Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom
Regelbarkeit	Möglichkeit der Regulierung oder aktiven Beeinflussung der Stromerzeugung	Regelbarkeit ist wesentlich für den Handel mit standardisierten Produkten sowie für die Teilnahme am Regelenergiemarkt
Vorhersagbarkeit	Grad zu dem die Stromerzeugung für einen bestimmten Zeitraum hinreichend prognostizierbar ist	Vorhersagbarkeit ist wichtig zur Reduzierung von Regelenergiebedarf und -kosten sowie für die Teilnahme am Day-Ahead-Markt
Standortspezifische Anforderungen	Optimaler Kraftwerksstandort	Bedarf zusätzlicher Netzinfrastruktur und Maßnahmen zur Vermeidung von Netzeinsparungen sind von Kraftwerksstandorten abhängig
Capacity Credit	Prozentsatz der Nennkapazität der zur Deckung der Spitzenlast zur Verfügung steht und daher zur gesicherten Leistung beiträgt	Markt muss ausreichende Investitionssignale aussenden, falls eine höhere installierte Gesamtkapazität benötigt wird
Flexibilität	Fähigkeit auf Veränderungen von Angebot und Nachfrage durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen reagieren zu können	Flexibilität ist zur Teilnahme am Regelenergiemarkt erforderlich
Eigentümerstruktur	Vielfalt von Kraftwerksbetreibern	Marktregeln müssen für unterschiedliche Marktteilnehmer angepasst werden

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Winkler und Altmann 2012, 79

Die dargebotsabhängige Nutzung regenerativer Energiequellen zur Stromerzeugung besitzt im Vergleich zu konventionellen Erzeugungstechnologien eine elementar unterschiedliche Kostenstruktur. Dies betrifft insbesondere die in Deutschland favorisierten Ausbautechnologien der Windenergie und Photovoltaik. Unter den erneuerbaren Energien verfügen lediglich Biomasse- und Biogaskraftwerke über Brennstoff- und CO₂-Kosten und somit über signifikante variable Kostenanteile. Bei einer grenzkostenbasierten Preisbildung für elektrische Energie auf den deutschen Strommärkten werden fluktuierende Erzeugungsanlagen deshalb immer prioritär zur Lastdeckung eingesetzt, bevor auf regelbare Kraftwerkstechnologien zurückgegriffen wird (vgl. SRU 2011, 171). Im derzeitigen Marktdesign führen jedoch vor allem konventionelle Kraftwerke mit nicht vernachlässigbaren Grenzkosten zu positiven Marktpreisen für elektrische Energie (vgl. Winkler und Altmann 2012, 79). Bei einem entsprechenden Zubau erneuerbarer Energien nach dem Referenzszenario des BMU verändert sich folglich die zugrunde liegende Kostenstruktur der Erzeugungsstruktur in Deutschland fundamental.

Die Dargebotsabhängigkeit der Einspeisung elektrischer Energie aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen führt darüber hinaus zu einer bedingten Regulierbarkeit der Stromerzeugung. Lediglich die Nutzung von Wasserkraft, Geothermie, Biomasse und Biogas bietet die Möglichkeit, Strom auf Abruf zu produzieren und verfügt somit über eine mit konventionellen, regelbaren Kraftwerken vergleichbare Einspeisecharakteristik. Folglich wird es in einem Elektrizitätssystem mit hohen Erzeugungsanteilen, die auf Windenergie oder Photovoltaik basieren, zukünftig schwieriger sein, ohne den Einsatz regulierender Maßnahmen dem charakteristischen Lastprofil zu folgen. In diesem Zusammenhang steht u.a. ein Zubau von Stromspeichern, welcher in Kapitel 5.2 detailliert behandelt wird.

Prognosefehler bei der Vorhersage von Windgeschwindigkeiten und solarer Einstrahlung sowie die stochastische Einspeisecharakteristik dargebotsabhängiger Energien gelten außerdem als mögliche Ursachen für Fahrplanabweichungen (vgl. Kapitel 2.2.3). So werden selbst bei einer wesentlichen Verbesserung der Prognosequalität zukünftig substanzielle Auswirkungen durch fehlerhafte Einspeiseprognosen dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien für den Day-Ahead-Handel der Strombörse bestehen bleiben (vgl. Weber 2010, 3160). Ein massiver Ausbau fluktuierender Energien führt angesichts der begrenzten Prognostizierbarkeit zu einer enormen Herausforderung für den Handel mit standardisierten Produkten auf den Strommärkten. Fahrplanabweichungen und ein erhöhter

Regelenergiebedarf verursachen zudem steigende Systemkosten und beeinflussen somit die Gesamteffizienz des Elektrizitätssystems innerhalb eines Versorgungsgebietes.

Standortspezifische Anforderungen erneuerbarer Energien variieren je nach zugrunde liegender Technologie stark. So sind die potenziellen Standorte von Geothermie- und Wasserkraftwerken sowie Offshore-Windparks geographisch klar begrenzt. Biogas- und Biomassekraftwerke können hingegen weitgehend standortunspezifisch betrieben werden. Lediglich die jeweilige Energiedichte des Brennstoffs beschränkt die wirtschaftliche Reichweite des Materialtransportes und somit mögliche Anlagenstandorte. Ebenso ist der Betrieb von Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen prinzipiell flexibel bezüglich des Kraftwerksstandorts. Jedoch bieten bestimmte Regionen bessere meteorologische Voraussetzungen und ermöglichen dementsprechend ein größeres Erlöspotenzial und somit auch eine kostengünstigere Bereitstellung elektrischer Energie. Im Hinblick auf eine hohe Effizienz des Elektrizitätssystems sind die Standorte fluktuierender Erzeugungsanlagen demnach an das jeweilige Dargebot gebunden und dadurch nur begrenzt flexibel. Da allerdings auch konventionelle Kraftwerke durchaus über standortspezifische Anforderungen verfügen, wird sich infolge steigender Anteile erneuerbarer Energien vor allem die geographische Struktur des Kraftwerksparks ändern (vgl. Winkler und Altmann 2012, 81).

Der *Capacity Credit* von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist in der Regel sehr niedrig (vgl. Tabelle 1, 9). Dementsprechend gering fallen auch deren jeweilige Beiträge zur gesicherten Leistung des Elektrizitätssystems aus. Um eine ausreichend hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sind in Zukunft somit deutlich höhere installierte Kapazitäten bzw. die flankierende Umsetzung von Speicherkonzepten und Maßnahmen zur flexiblen Laststeuerung erforderlich (vgl. Gross et al. 2006, 23).

Die Flexibilität regenerativer Stromerzeugung bedarf ebenfalls einer diversifizierten technologischen Betrachtung. So besitzen Wind- und Wasserkraftwerke sowie Photovoltaikanlagen jeweils eine hohe Flexibilität bezüglich ihrer technischen Fähigkeiten zur Reduzierung des Kraftwerksoutputs. Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich hingegen durch eine sehr flexible Regulierung der Erzeugung aus und auch Biomasse- und Biogaskraftwerke bieten je nach technologischer Ausprägung die Möglichkeit den Kraftwerksoutput beliebig zu variieren (vgl. Winkler und Altmann 2012, 81). Folglich führt der Ausbau erneuerbarer Energien einerseits zu einer flexiblen Bereitstellung negativer Regelleistung, andererseits stellt vor allem die Vorhaltung positiver Regelenergie zukünftig eine Herausforderung dar (vgl. Winkler und Altmann 2012, 81).

Zuletzt verfügt ein Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen regenerativer Energien über eine veränderte Eigentümerstruktur im Vergleich zu einem System auf Basis konventioneller Großkraftwerke. Technologische Merkmale erneuerbarer Energien, wie beispielsweise der Betrieb von Photovoltaiksystemen auf Gebäudeflächen, ermöglichen einer Vielzahl unterschiedlicher Akteure am Stromhandel zu partizipieren. Demnach werden dezentrale Erzeugungsanlagen und kleine Kraftwerkseinheiten zukünftig zu einer großen Anbietervielfalt führen und eine wichtige Rolle im Marktdesign spielen (vgl. Erge und Sauer 2010, 28). In diesem Zusammenhang steht vor allem die zukünftige Gestaltung der Marktregeln im Fokus. So müssen u.a. potenzielle Transaktionskosten auf den Strommärkten für unterschiedliche Teilnehmer angepasst werden, um eine hohe Systemeffizienz zu erreichen.

3.2 Auswirkungen steigender Anteile erneuerbarer Energien für die deutschen Strommärkte

Die sich wandelnde Erzeugungsstruktur durch den Zubau von EEG-geförderten Anlagen hat schon heute wahrnehmbare Auswirkungen für die deutschen Strommärkte. So reicht die gegenwärtig installierte Kapazität erneuerbarer Energien bereits aus, um die deutschlandweit nachgefragte Strommenge in Schwachlastzeiten zu decken (vgl. Kapitel 2.1.1). Dies liegt nicht zuletzt daran, dass der Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen in den letzten Jahren selbst optimistische Prognosen meist übertroffen hat. So geht auch das Referenzszenario des BMU von einem zukünftigen Kapazitätszubau regenerativer Technologien oberhalb der quantifizierten Mindestziele der Bundesregierung aus. Jedoch entspricht eine derartig technologiespezifische Förderung von Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit bei einem steigenden Marktanteil nicht zwingend dem Grundgedanken eines markoliberalen Wettbewerbs (vgl. Ehlers 2011, 155).

In diesem Zusammenhang können, ausgehend von den marktdesignrelevanten Merkmalen einer regenerativen Erzeugungsstruktur (vgl. Kapitel 3.1), Rückschlüsse auf qualitative Folgen für das aktuelle Marktsystem gezogen werden. Tabelle 3 zeigt hierzu eine Übersicht potenzieller Auswirkungen steigender Anteile erneuerbarer Energien für die deutschen Strommärkte, die im weiteren Verlauf dieses Kapitels näher untersucht werden. So werden insbesondere rein technische Auswirkungen der regenerativen Stromeinspeisung im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht weiter betrachtet, da diese in einem desintegrierten Marktsystem in der Regel keinen Einfluss auf die wettbewerbliche Finanzierung von Erzeugungsanlagen besitzen.

Tabelle 3 Potenzielle Auswirkungen einer Marktintegration erneuerbarer Energien

Auswirkungen für den Großhandelsmarkt für Strom	Zugrunde liegende Merkmale einer erneuerbaren Erzeugungsstruktur
Verringerung der durchschnittlichen Marktpreise am Großhandelsmarkt für Strom	Veränderte Kostenstruktur
Erhöhte Volatilität der Marktpreise am Großhandelsmarkt für Strom	Veränderte Kostenstruktur, geringere Vorhersagbarkeit, geringere Regelbarkeit
Veränderte Lastprofile regelbarer Kraftwerke → marktpreisbestimmende Residuallast	Veränderte Kostenstruktur, geringere Vorhersagbarkeit, geringere Regelbarkeit
Erhöhter Bedarf an Systemdienstleistungen und an Fahrplananpassungen	Geringere Vorhersagbarkeit, geringere Regelbarkeit, geringere Flexibilität
Erfordernis unterschiedliche Akteure in den Großhandelsmarkt für Strom zu integrieren	Veränderte Eigentümerstruktur

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Winkler und Altmann 2012, 82

Im Hinblick auf die zentrale Fragestellung der vorliegenden Arbeit – inwiefern fluktuierende Erzeugungsanlagen zukünftig eine Vollkostendeckung auf den Strommärkten erzielen können – werden im Folgenden zuerst grundlegende Wettbewerbseffekte infolge steigender Anteile erneuerbarer Energien beschrieben. Anschließend wird der inhärente Preis- und Verteilungseffekt regenerativer Kraftwerkstechnologien auf den deutschen Großhandelsmarkt für Strom detailliert untersucht.

3.2.1 WETTBEWERBSEFFEKTE

In Deutschland wird elektrische Energie aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen nach den Richtlinien des EEG von den ÜNB verpflichtend abgenommen und vorrangig in das Übertragungsnetz eingespeist. Die Entlohnung regenerativ erzeugter Strommengen erfolgt nach festgelegten Vergütungssätzen und sichert aus diesem Grund eine Vollkostendeckung der Stromgestehung (vgl. Winkler und Altmann 2012, 86). So ist insbesondere der vorherrschende Marktpreis irrelevant für das ökonomische Handeln eines nach dem EEG vergüteten Kraftwerksbetreibers. Darüber hinaus sind ausreichende Investitionen in die Erzeugungsstruktur angesichts einer garantierten Refinanzierung sichergestellt und das Problem mangelnder Investitionsanreize wird vermieden. Zweck dieser marktunabhängigen Förderung erneuerbarer Energien war es ursprünglich regenerative Erzeugungstechnologien, trotz wirtschaftlicher Nachteile gegenüber konventionellen Kraftwerken, in den Markt einzuführen. Zudem ermöglicht eine gesetzliche Festlegung der Vergütungssätze theoretisch eine kontrollierte Entwicklung der Gestehungskosten. So könnten beispielsweise durch

eine Verpflichtung der Anbieter, über erwirtschaftete Erlöse Rechenschaft abzulegen, wertvolle Lerneffekte gewonnen werden und infolgedessen mittels einer Degression der Vergütungssätze ambitionierte Preisziele verfolgt werden (vgl. Skea et al. 2011, 19).

Jedoch bewirkt eine marktunabhängige Technologieförderung bei steigendem Marktanteil zwangsläufig Ineffizienzen, etwa infolge unwirtschaftlicher Betriebszustände konventioneller Kraftwerke durch den Vorrang fluktuierender Stromeinspeisung (vgl. Ehlers 2011, 160). So führte beispielsweise eine außerordentliche Starkwindfront mit sehr hoher Windenergieeinspeisung am 25. und 26. Dezember 2009 – einem typischerweise lastschwachen Zeitraum – zu einem enormen Bedarf an negativer Regelleistung infolge überschüssig erzeugter Strommengen (vgl. 50Hertz Transmission GmbH 2010, 3). Außergewöhnlich hohe Einspeisewerte hatten damals alleine in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH zeitweise einen notwendigen Abtransport von über 3.000 MW überschüssig erzeugter Energie zur Folge (vgl. 50Hertz Transmission GmbH 2010, 8). Die Umsetzung geeigneter Maßnahmen zum Ausgleich derartiger Leistungsüberschüsse innerhalb des Übertragungsnetzes obliegt in Deutschland den jeweiligen ÜNB. Bereits heute führen Spitzenwerte der Windenergieeinspeisung zeitweise dazu, dass bis zu 60 Prozent der Nachfrage durch sogenannte *Redispatch*-Maßnahmen¹³ gedeckt werden müssen (vgl. Ehlers 2011, 158). Ein verstärkter Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen wird im derzeitigen Marktdesign demnach eine erhöhte Anzahl netzbezogener Markteingriffe verursachen. So werden zukünftig sowohl potenzielle Probleme infolge überschüssiger Leistungserzeugung an Bedeutung gewinnen als auch die Systemkosten ansteigen. Als Konsequenz können Marktverzerrungen zu negativen Strompreisen an der Strombörse führen. So lag beispielsweise der Marktpreis am Spotmarkt der EEX am 04. Oktober 2009 zwischen 02:00 Uhr und 03:00 Uhr bei minus 500,02 Euro pro Megawattstunde (MWh) (vgl. Nicolosi et al. 2010, 36). Als Grund für das Auftreten derart negativer Marktpreise im kurzfristigen Handel gilt in erster Linie die Trägheit der Leistungsanpassung infolge vermiedener An- und Abfahrvorgänge des konventionellen Kraftwerksparks (vgl. Nicolosi et al. 2010, 51).

Ein steigender Anteil erneuerbarer Energien wirkt sich über die EEG-Umlage direkt auf die Bildung bzw. die Höhe des Endkundenpreises für elektrische Energie aus. Der Strompreis auf dem Großhandelsmarkt bildet sich dagegen unabhängig von den langfristigen

¹³ *Redispatch*-Maßnahmen sind Eingriffe der ÜNB in das Fahrplanmanagement von Erzeugungsanlagen, um das Auftreten von Bilanzungleichgewichten zu vermeiden.

Grenzkosten EEG-geförderter Anlagen anhand der zur Verfügung stehenden konventionellen Kraftwerke (vgl. Ehlers 2011, 161). In diesem Zusammenhang wird die geförderte Finanzierung erneuerbarer Energien über das EEG bei steigendem Anteil regenerativer Erzeugungskapazitäten und gleichzeitig sinkendem Marktpreis für Strom systematisch ansteigen und somit an politische Grenzen stoßen (vgl. Lebrich und Hauser 2012, 9). Grundsätzlich führt die Diskrepanz zwischen wettbewerblicher Marktpreisbildung und preisunelastischem Kapazitätszubau erneuerbarer Energien zu enormen Auswirkungen für die marktwirtschaftlich geregelten Bestandteile der Strommärkte. Ein exogener Markteingriff dieses Ausmaßes ist nicht mit einer endogenen Marktveränderung durch Innovationen vergleichbar und führt für einen Teil der Marktteilnehmer zwangsläufig zu kalkulierbaren Verlusten, welche nicht auf das Marktdesign zurückzuführen sind (vgl. Ehlers 2011, 162).

Die Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen wirkt aus Sicht des konventionellen Kraftwerksparks wie eine stochastische Verminderung der nachgefragten Strommenge. Die Entstehung dieser sogenannten Residuallast, d.h. der resultierenden Nachfrage, beruht direkt auf einer Überdeckung von fluktuierender EEG-Einspeisung und zeitlichem Lastprofil. Vor diesem Hintergrund besitzen Offshore-Windparks durch vergleichsweise geringfügig schwankende und durchschnittlich hohe Windgeschwindigkeiten auf See gute Voraussetzungen für eine konstante Einspeisung über einen längeren Zeitraum und somit die am besten geeignete Einspeisecharakteristik unter den dargebotsabhängigen Energien (vgl. Ehlers 2011, 157). Allerdings verursachen Offshore-Windparks angesichts einer aufwändigen Anbindung an das Übertragungsnetz sowie einer grundsätzlichen Lastferne der Kraftwerke hohe Kosten zur Systemintegration. Onshore-Windkraftwerke verfügen in Anbetracht stark schwankender Winde auf Land über ein volatileres Einspeiseprofil und erreichen saisonal betrachtet vor allem in Wintermonaten hohe Einspeisewerte. Grundsätzlich bewirkt die intermittierende Windenergieeinspeisung hohe Systemkosten infolge eines erhöhten Regelenergiebedarfes und notwendiger *Redispatch*-Maßnahmen. Die vom Dargebot der Sonnenstrahlung abhängigen Photovoltaikanlagen verzeichnen hingegen insbesondere in Sommermonaten eine durchschnittlich hohe Einspeisung. Darüber hinaus weist die Solarstromerzeugung eine hohe Volatilität auf, welche nur begrenzt durch ein entsprechendes Einspeisemangement abgeschwächt werden kann. Ein System mit hohen Anteilen an Photovoltaikanlagen erfordert somit einen entsprechend flexiblen Kapazitätsbedarf zur Deckung der verbleibenden Restlast. Darüber hinaus bedingen enorme Zusatzkosten durch die Netzeinspeisung dezentraler Anlagen die derzeit höchsten Systemkosten aller Kraftwerkstechnologien, was letztlich zu einer beschränkten Zubaufähigkeit von

Photovoltaikanlagen in Deutschland führt (vgl. Ehlers 2011, 157 ff.). Zudem besitzt die Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage aufgrund des charakteristischen Einspeiseprofiles mit hohen Einspeisewerten in saisonal lastschwachen Sommermonaten eine nachteilige Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien.

Prinzipiell ist die dargebotsabhängige Stromeinspeisung durch verschiedene tageszeitliche, saisonale und geographische Prognosen bis zu einem gewissen Maße vorhersagbar. Jedoch führen neben fehlerhaften Prognoseverfahren vor allem mangelnde Informationen über den langfristigen Einfluss fluktuierender Energiequellen auf die Stromerzeugung zu einer großen Unsicherheit. Nach Daten des Deutschen Wetterdienstes liegt die Schwankungsbreite der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen den Jahren bei etwa 16 Prozent und die Anzahl der Sonnenstunden pro Jahr schwankt sogar um bis zu 30 Prozent (vgl. Ehlers 2011, 164). Dies hat nicht zuletzt über eine unsichere Marktpreisentwicklung direkten Einfluss auf die langfristige Kapazitätsplanung. Demnach gelten die Rahmenbedingungen der klassischen Rentabilitätsrechnung für den Leistungszubau nicht mehr bzw. müssen erweitert werden. Zusätzlich gestaltet sich der langfristige Handel auf den Strommärkten – so zum Beispiel auf dem Terminmarkt – hierdurch schwieriger. Die mangelnde Sicherheit bezüglich des intermittierenden Einflusses dargebotsabhängiger Energiequellen wird zukünftig in Form einer Risikoprämie abgefangen werden müssen. Infolgedessen haben Betreiber fluktuierender Erzeugungsanlagen sowohl im börslichen Terminhandel mit standardisierten Produkten als auch bei bilateralen Transaktionen einen wettbewerblichen Nachteil gegenüber Betreibern regelbarer Kraftwerke. Anbieter dargebotsabhängiger Energie sind daher hauptsächlich auf den Spotmarkt der Strombörse angewiesen, um eine Deckung ihrer Vollkosten zu erreichen. Als Konsequenz wird der kurzfristige Handel mit flexiblen Produkten zukünftig an Bedeutung gewinnen.

Dargebotsabhängige Anlagen zur Stromerzeugung werden aufgrund vernachlässigbarer Grenzkosten prioritär zur Deckung des täglichen Lastganges eingesetzt. In Abbildung 10 ist hierzu die Lastdeckung im tageszeitlichen Verlauf für eine Stromversorgung mit sehr hohen Windenergieanteilen schematisch dargestellt. Bei einer massiv steigenden Einspeisung fluktuierender Erzeugungsanlagen verändert sich somit die grundlegende Einsatzentscheidung konventioneller Kraftwerke (vgl. SRU 2011, 171). So müssen regelbare Kraftwerke in einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien vorrangig die zur Deckung der verbleibenden Residuallast notwendige Leistung entsprechend kurzfristig bereitstellen (vgl. Abbildung 10). Folglich entstehen in Zeiten mit hoher

Residuallast – Situationen mit hoher Nachfrage und niedrigem Angebot – hohe Marktpreise am Großhandelsmarkt für Strom, in Zeiten mit niedriger Residuallast entsprechend niedrige Marktpreise. Vor diesem Hintergrund speisen Windenergieanlagen zukünftig ihre Energie vor allem in Zeiten mit niedrigen Marktpreisen ein. Aus diesem Grund besitzen Anbieter von Windenergie im derzeitigen Marktdesign unter der Annahme sehr hoher Windenergieanteile und einer preisunelastischen Stromnachfrage nur begrenzte Erlösmöglichkeiten auf den deutschen Strommärkten.

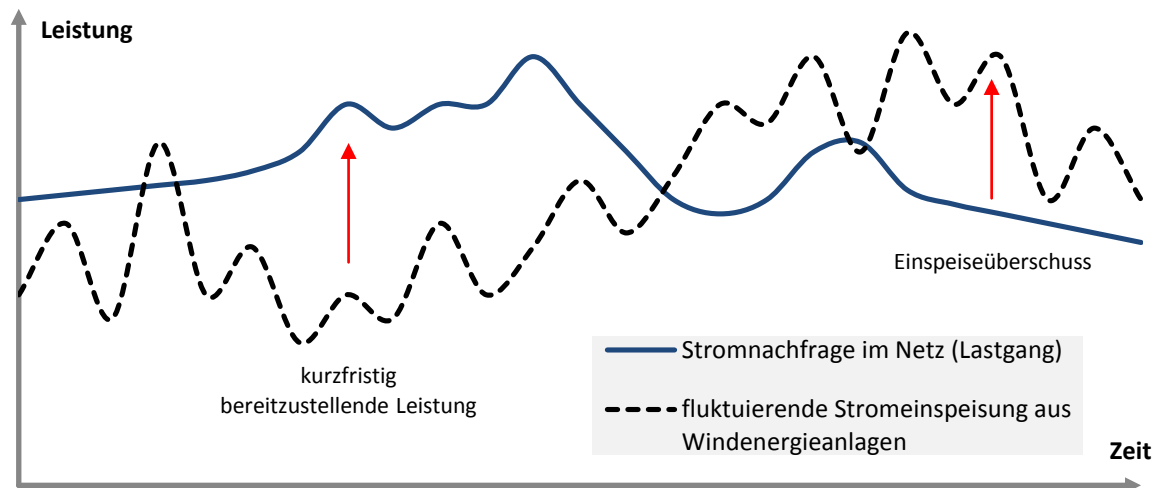


Abbildung 10 Schema der täglichen Lastdeckung bei hohem Windenergieanteil

Quelle: eigene Darstellung, vgl. SRU 2011, 172

Photovoltaikanlagen profitierten in der Vergangenheit aufgrund ihres charakteristischen Einspeiseprofiles und der hohen Stromnachfrage in der Mittagszeit vor allem von den sogenannten Mittagspreisspitzen. Dies war jedoch vor allem in Anbetracht einer geringen Photovoltaikeinspeisung möglich. Bei einer stark ansteigenden Nutzung der Solarstromerzeugung werden aufgrund einer einhergehenden Verminderung der Residuallast in Zeiten mit hohen fluktuierenden Einspeiseanteilen die entsprechenden Marktpreise in der Mittagszeit absinken. In Abbildung 11 ist hierzu die Lastdeckung im tageszeitlichen Verlauf für eine Stromversorgung mit sehr hohen Photovoltaikanteilen schematisch dargestellt. Infolgedessen können Betreiber von Photovoltaikanlagen in Zeiten, in denen sie dargebotsabhängig einspeisen, nur geringe Erlöse erwirtschaften. Unabhängig von einer weiteren Entwicklung der Gestehungskosten, führen sehr niedrige realisierbare Marktpreise und somit gleichzeitig geringe Erlöse für Betreiber fluktuierender Solarstromanlagen voraussichtlich zu einer erschwerten Vollkostendeckung im derzeitigen Marktdesign.

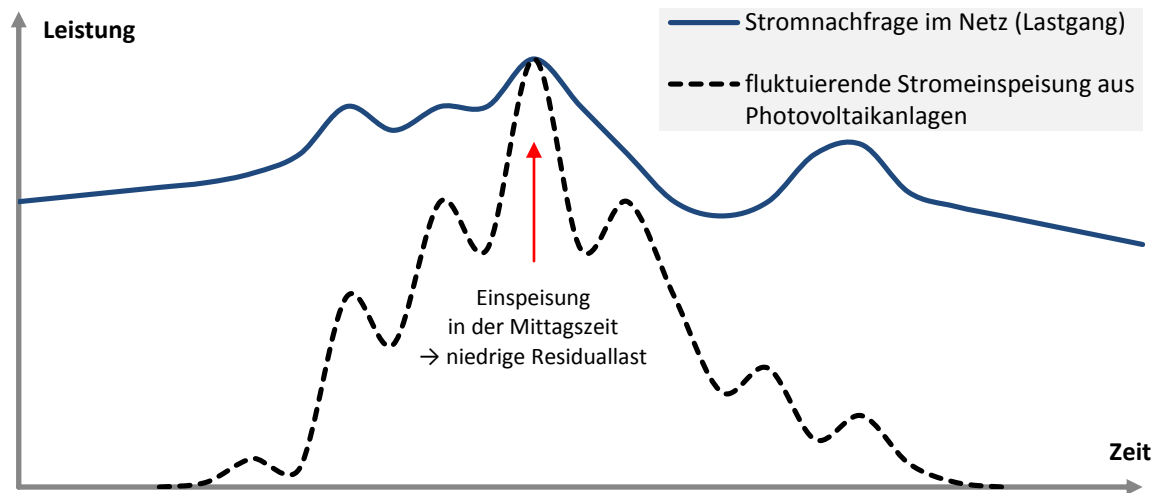


Abbildung 11 Schema der täglichen Lastdeckung bei hohem Photovoltaikanteil

Quelle: eigene Darstellung

Unter Vernachlässigung einer Internalisierung externer Effekte der Stromerzeugung¹⁴ führt die marktunabhängige Integration erneuerbarer Energien zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen auf den deutschen Strommärkten. Insbesondere Zusatzkosten durch *Redispatch*-Maßnahmen, die Regellenergiebereitstellung sowie die Abschaltung von EEG-geförderten Erzeugungsanlagen zu negativen Preisen führen in einem Elektrizitätssystem mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien zu hohen Systemkosten (vgl. Ehlers 2011, 164). Darüber hinaus bewirkt ein fehlender Wettbewerb mit konkurrierenden CO₂-Vermeidungstechnologien und der von Marktanreizen unabhängige Zubau regenerativer Kapazitäten tendenziell eine ineffiziente und unsichere Marktentwicklung. Nach dem Grundsatz eines gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsoptimums ist jedoch eine Einbeziehung von Externalitäten unbedingt erforderlich (vgl. Varian 2011, 719 ff.). Berücksichtigt man demnach externe Effekte der Stromerzeugung, wie zum Beispiel Umweltschäden und deren einhergehende Folgen, existieren auch ohne eine marktunabhängige Förderung erneuerbarer Energien Ineffizienzen bzw. Verzerrungen auf den Strommärkten. So verursacht die Stromerzeugung auf Basis konventioneller Technologien enorme Umweltbelastungen, die bislang nicht umfassend in Form externer Zusatzkosten internalisiert werden (vgl. Breitschopf und Diekmann 2010, 32 f.). In diesem Zusammenhang stellt die Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG in erster Linie eine Maßnahme zur Verminderung externer Effekte bzw. eine Lösung für das Marktversagen der konventionellen Stromversorgung dar. Aus

¹⁴ Externe Effekte der konventionellen Stromerzeugung sind u.a. Klimaveränderung, Anstieg der Treibhausgasemissionen, Luft- und Gewässerverschmutzung sowie Bodenbelastung (vgl. Krewitt 2008, 8).

diesem Grund müssen für eine uneingeschränkte Bewertung der Wettbewerbseffekte erneuerbarer Energien gleichermaßen die Aspekte Versorgungssicherheit, technologischer Fortschritt und Verminderung externer Umweltkosten berücksichtigt werden (vgl. Breitschopf und Diekmann 2010, 33).

3.2.2 MARKTPREISEFFEKTE

Der Marktpreiseffekt erneuerbarer Energien auf den deutschen Strommärkten basiert auf der markttheoretischen Überlegung, dass dargebotsabhängige Windenergie- und Photovoltaikanlagen aufgrund vernachlässigbarer Grenzkosten prioritär zur Lastdeckung eingesetzt werden. In der Wissenschaft wird generell zwischen einem direkten und einem indirekten Preiseffekt unterschieden (vgl. Bode und Groscurth 2006, 12). Hierbei hat vor allem der direkte Strompreiseffekt – der sogenannte Merit-Order-Effekt – wesentliche Auswirkungen auf den Preisbildungsmechanismus am Spotmarkt der Strombörse (vgl. Abbildung 6, 19) sowie die resultierenden Marktpreise für elektrische Energie.

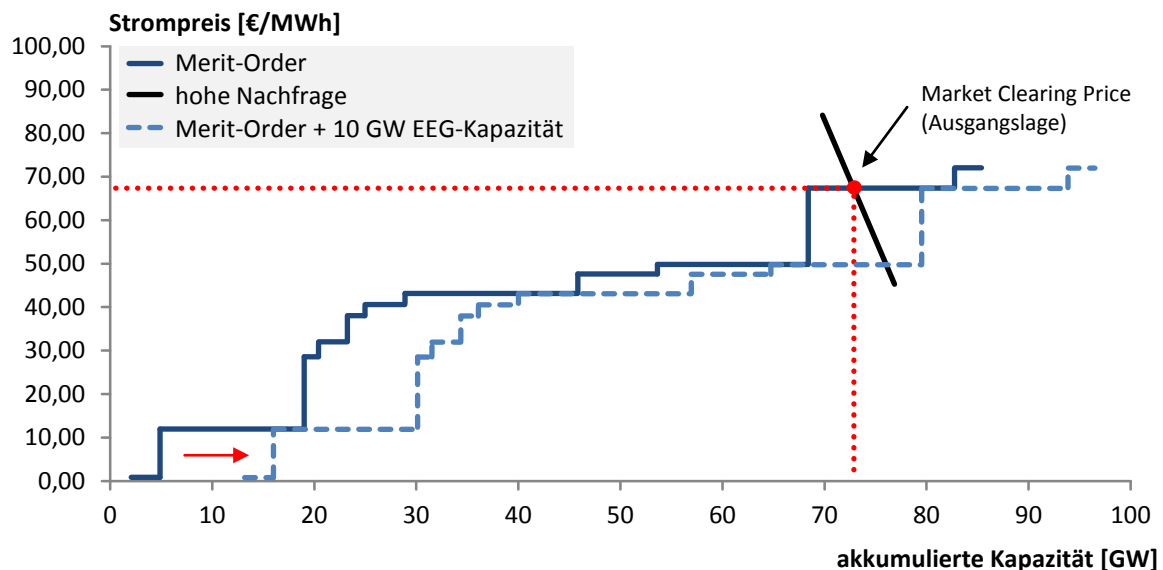


Abbildung 12 Auswirkungen zusätzlicher EEG-Kapazitäten auf die Merit-Order

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Bode und Groscurth 2006, 13

In Abbildung 12 ist der Merit-Order-Effekt infolge eines zusätzlichen Stromangebotes in Form von EEG-vergüteten Erzeugungskapazitäten dargestellt. Unter der Annahme eines vollkommenen Marktes, würde der Vertrieb über den Spotmarkt der Strombörse in diesem Fall zu den kurzfristigen Grenzkosten von 0 €/MWh erfolgen (vgl. Bode und Groscurth 2006, 12). Infolgedessen verschiebt sich die aggregierte Angebotsfunktion um den Betrag der zusätzlichen EEG-Kapazität nach rechts und führt zu einem neuen Schnittpunkt mit der preisunelastischen Nachfragekurve. Der resultierende MCP wäre demnach niedriger als

derjenige ohne zusätzliche EEG-Kapazität am Markt. Derselbe Effekt würde sich bei einem theoretischen Vertrieb EEG-vergüteter Erzeugungskapazitäten vor Beginn des Börsenhandels einstellen (vgl. Bode und Groscurth 2006, 12). In diesem Fall reduziert sich die Stromnachfrage um den EEG-Kapazitätsbetrag und verschiebt sich entsprechend nach links. Die Auswirkungen für den resultierenden MCP sowie die Auswahl der bezuschlagten Kraftwerke wären die gleichen wie bei einem Vertrieb der EEG-Kapazitäten am Spotmarkt der Strombörse. Demzufolge führt zusätzlicher Strom aus EEG-vergüteten Windenergie- oder Photovoltaikanlagen zu sinkenden Preisen elektrischer Energie am Spotmarkt der Strombörse. Nach einer Modellrechnung betrug die durchschnittliche Absenkung des *Phelix Day Base*¹⁵ am Spotmarkt der EEX durch die Stromeinspeisung erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Jahr 2010 etwa 5,3 €/MWh (vgl. Sensfuß 2011, 9).

Formel zur Berechnung des theoretischen Merit-Order-Effektes

$$\text{Merit Order Effekt} = \sum_{h=1}^{8760} \{D_h \times (P_{h,\text{mit EEG}} - P_{h,\text{ohne EEG}})\}$$

Legende: D = Nachfrage, P = Marktpreis, h = Stunde

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Sensfuß 2011, 5

Die quantitative Bestimmung des Merit-Order-Effektes gestaltet sich allerdings aufgrund verschiedener Einflussfaktoren äußerst schwierig. Nachfrage und Angebot am Spotmarkt der Strombörse variieren stündlich und werden von einer Vielzahl stochastischer und unsicherer Faktoren beeinflusst (vgl. Kapitel 2.1.1 bzw. Kapitel 2.1.2). So hängt die Quantität des mittleren Marktpreiseffektes u.a. entscheidend von Menge und Elastizität des dargebotsabhängigen Energieangebotes sowie der Lastentwicklung ab (vgl. Bode und Groscurth 2006, 12). Die Berechnung des Merit-Order-Effektes ergibt sich – wie in vorstehender Formel ersichtlich – aus der jährlichen Summe der Differenzen zwischen den stündlichen Marktpreisen mit und ohne EEG-Einspeisung, gewichtet mit der jeweiligen stündlichen Stromnachfrage. Nach einer Modellrechnung betrug das Gesamtvolumen des Merit-Order-Effektes im Jahr 2010 demnach etwa 2,8 Milliarden Euro (vgl. Sensfuß 2011, 9). Herausforderung und zugleich wissenschaftlicher Diskurs ist hierbei eine geeignete Marktpreisbestimmung ohne EEG-Einspeisung vor dem Hintergrund einer inhärenten

¹⁵ *Phelix Day Base* steht für Physical Electricity Index und ist der von der EEX AG täglich veröffentlichte Spotmarktpreisindex für Grundlast im Marktgebiet Deutschland/Österreich (vgl. EPEX SPOT SE 2012).

Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks infolge der prioritären Einspeisung elektrischer Energie aus EEG-geförderten Erzeugungsanlagen.

Wissenschaftlich umstritten sind die Auswirkungen des Merit-Order-Effektes auf die Preisbildung am Terminmarkt. Nach dem Grundsatz der Arbitragefreiheit besteht auf den deutschen Strommärkten grundsätzlich nicht die Möglichkeit für einen gewinnbringenden Zwischenhandel (vgl. Kapitel 2.2.1). Demzufolge muss der Merit-Order-Effekt in der mittleren Preiserwartung auf dem Terminmarkt berücksichtigt werden (vgl. Sensfuß 2011, 10). Unter der Annahme nicht vernachlässigbarer Transaktionskosten und Risikoaufschläge für den Handel zwischen Spot- und Terminmarkt würde sich der Effekt jedoch theoretisch nicht in vollem Umfang auf die Preisbildung von Termingeschäften auswirken. Allerdings profitieren vor allem Betreiber fluktuierender Kraftwerke nicht von einem potenziell abgeschwächten Merit-Order-Effekt auf dem Terminmarkt, da sie angesichts eines intermittierenden Stromangebotes wettbewerbliche Nachteile beim Handeln mit langfristigen, standardisierten Produkten besitzen.

Darüber hinaus ist die zukünftige Entwicklung des direkten Preiseffektes erneuerbarer Energien schwer zu prognostizieren. So gestaltet sich in erster Linie die bereits angeführte Bestimmung der konventionellen Kraftwerksparkstruktur ohne EEG *ex-ante* sehr komplex und ist daher mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Ferner führt ein potenziell ansteigender grenzüberschreitender Stromhandel zu einer weiteren Ungewissheit für eine langfristige Vorhersage der preissenkenden Wirkung erneuerbarer Energien. Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die Berechnung des Merit-Order-Effektes für einen langfristigen Zeithorizont sehr unsicher ist und die Höhe des Preiseffektes durch Anpassungen des Kraftwerksparks mit der Zeit tendenziell abnimmt (vgl. Sensfuß 2011, 12).

Der indirekte Marktpreiseffekt erneuerbarer Energien führt ebenfalls zu sinkenden Strompreisen am Spotmarkt der Strombörse, folgt jedoch einem anderen Ansatz. Aufgrund der linksseitigen Einordnung EEG-vergüteter Kapazitäten innerhalb der Merit-Order, werden in der Regel konventionelle Erzeugungsleistungen verdrängt bzw. liegen durch das erhöhte Stromangebot oberhalb des Schnittpunktes mit der Nachfragekurve (vgl. Bode und Groscurth 2006, 14). Falls es sich in diesem Fall um CO₂-emittierende Kraftwerke handelt, werden durch die Einspeisung erneuerbarer Energien somit die absoluten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung vermindert. Dies wiederum führt durch eine geringere Nachfrage nach CO₂-Emissionsrechten zu sinkenden CO₂-Marktpreisen (vgl. Bode und Groscurth 2006, 14). Vor dem Hintergrund einer grenzkostenbasierten Preisbildung auf den Strommärkten

haben sinkende CO₂-Kosten gleichzeitig einen niedrigeren Marktpreis für elektrische Energie zur Folge. Eine quantitative Belegung des indirekten Marktpreiseffektes erneuerbarer Energien gestaltet sich allerdings äußerst schwierig: So ist zum einen der europäische CO₂-Emissionsrechtehandel nicht alleine von deutschen Rahmenbedingungen abhängig, zum anderen gilt die Bildung und Entwicklung der CO₂-Marktpreise bislang als intransparent und unsicher (vgl. Bode und Groscurth 2006, 14).

Der marktpreissenkende Effekt erneuerbarer Energien führt unter der Annahme einer preisunelastischen Nachfrage theoretisch zu verminderten Erlösen für Verkäufer und sinkenden Kosten für Ankäufer elektrischer Energie. Diese Gewinnumverteilung in Form einer sinkenden Produzentenrente und einer steigenden Konsumentenrente gilt jedoch in erster Linie für eine isolierte Betrachtung. Insbesondere die Folgen für das Preisniveau privater Endverbraucher sind angesichts einer steigenden EEG-Umlage infolge sinkender Marktpreise nicht direkt zu bemessen. Hierzu muss allerdings erwähnt werden, dass der Merit-Order-Effekt als Wirkung der politisch motivierten Förderung erneuerbarer Energien nicht zu dessen Begründung herangezogen werden kann (vgl. Sensfuß 2011, 14).

3.3 Wettbewerbliche Finanzierung erneuerbarer Energien auf den deutschen Strommärkten

Im Rahmen des ersten Arbeitsschrittes der vorliegenden Arbeit soll im Weiteren untersucht werden, inwiefern sich erneuerbare Energien zukünftig im derzeitigen Marktdesign finanzieren können. Hierzu wird insbesondere der Aspekt einer Vollkostendeckung der dargebotsabhängigen Stromgestehung betrachtet. Anreize zum Bau neuer Erzeugungsanlagen basieren in der Regel auf der Perspektive eine Deckung der langfristigen Gestehungskosten bzw. eine Refinanzierung der Kraftwerksinvestition realisieren zu können. Unter der Annahme ausreichender Erzeugungskapazitäten und einer preisunelastischen Stromnachfrage orientiert sich die Marktpreisbildung in einem Energy-Only-Markt – respektive auf dem deutschen Großhandelsmarkt für Strom – an den kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung (vgl. Stoft 2002, 222). In einem perfekten Wettbewerbsmarkt sind daher hauptsächlich die variablen Kostenanteile Angebotsrelevant, nicht jedoch die langfristigen Stromgestehungskosten (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 2). Im aktuellen deutschen Strommarktdesign führen allerdings vor allem konventionelle fossile Kraftwerkstechnologien angesichts signifikanter Grenzkosten zu positiven Marktpreisen elektrischer Energie und infolgedessen zu hinreichend hohen Erlösen für Stromanbieter (vgl. Kapitel 3.2).

In diesem Zusammenhang sollen in einem Energy-Only-Markt in erster Linie sogenannte Knappheitspreise, die sich unabhängig von einer grenzkostenbasierten Preisbildung infolge von Kapazitätsmangel bilden, für Investitionsanreize in neue Erzeugungsleistungen sorgen. In der Vergangenheit konnten mehrfach Marktzustände mit Knappheitspreisen beobachtet werden. So enthält die in Abbildung 13 dargestellte Preisentwicklung der vergangenen Jahre am Spotmarkt der EEX überdurchschnittlich hohe Marktpreisspitzen. Zeitweilige Situationen mit Kapazitätsknappheit, als Ursache für sehr hohe Marktpreise und induzierte Investitionsanreize, sind in einem Energy-Only-Markt demnach fundamental für einen hinreichenden Kapazitätszubau zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (vgl. Stoft 2002, 76 f.). In einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien führen allerdings die einhergehenden Auswirkungen für den Großhandelsmarkt (vgl. Tabelle 3, 35) zu veränderten Rahmenbedingungen für eine Deckung der Gestehungskosten sowie für die Bereitstellung von Investitionsanreizen in die Erzeugungsstruktur. So muss u.a. der Aspekt einer Kapazitätsknappheit neu bewertet werden. Aus diesem Grund werden nachfolgend theoretische Wechselwirkungen zwischen der Preisbildung und steigenden Anteilen fluktuierender Energien auf den Strommärkten untersucht. Insbesondere die qualitativen Erlösmöglichkeiten von Windenergie- und Solarstromanlagen bedürfen im Hinblick auf einen massiven Zubau dieser Technologien einer detaillierten Betrachtung.

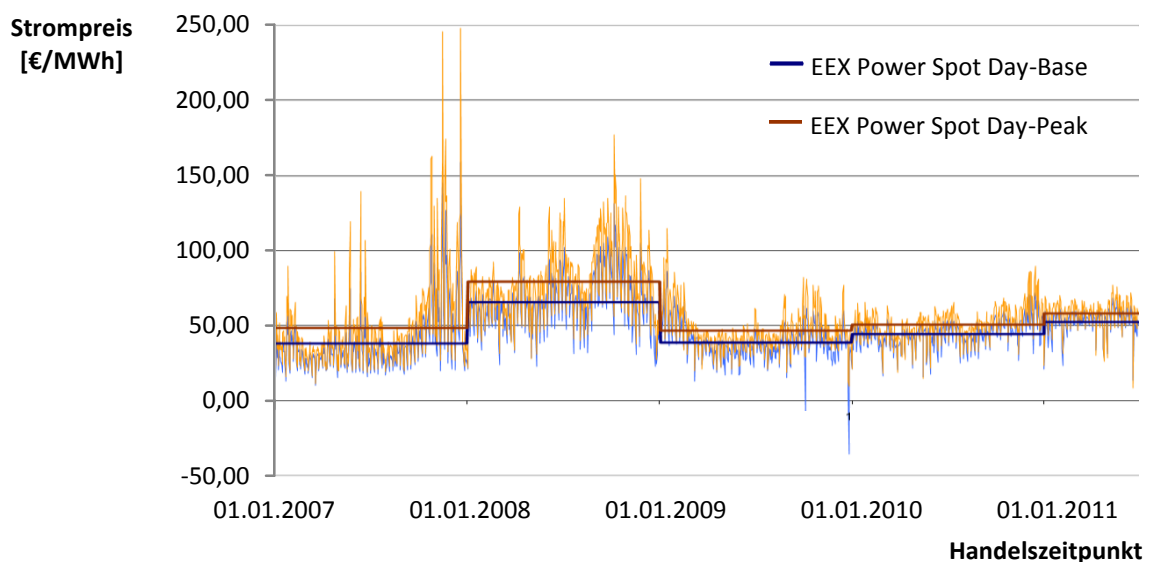


Abbildung 13 Entwicklung der Base- und Peak-Spotmarktpreise an der EEX

Quelle: eigene Darstellung, Daten EEX AG, vgl. Bundesnetzagentur 2011, 127

Sollte zukünftig ein Großteil der elektrischen Energie auf Basis intermittierender Kraftwerke erzeugt werden, so hat dies einen entscheidenden Einfluss auf das Angebotsprofil am Spotmarkt der Strombörse. Zwar ist die jährliche Einspeisung von Windenergie- und

Photovoltaikanlagen leicht gegenläufig korreliert, jedoch verbleibt insbesondere kurzfristig eine hohe Schwankungsbreite (vgl. Ehlers 2011, 175). Geeignete Windverhältnisse führen zu einer hohen Windenergieeinspeisung und gleichzeitig zu einem großen Angebot elektrischer Energie. Dagegen ist das Einspeiseprofil von Solarstromanlagen durch die hohe Sonneneinstrahlung in der Mittagszeit geprägt. Unter der Annahme einer preisunelastischen Nachfrage bedingt das marktwirtschaftliche Gleichgewicht in Zeiten hoher Angebotsmengen sinkende Preise. Ein niedriger Marktpreis wiederum hat in der Regel einen negativen Einfluss auf die Erlösmöglichkeiten von Stromanbietern. So führt beispielsweise das Aufeinandertreffen von einer hohen Photovoltaikeinspeisung bei großer Sonneneinstrahlung mit einer hohen Stromnachfrage in der typischerweise laststarken Mittagszeit zu einer Abflachung sogenannter Mittagspreisspitzen am Spotmarkt der Strombörse. In Verbindung mit einer vorrangigen Stromeinspeisung grenzkostenfreier Erzeugungstechnologien hat dies erhebliche Auswirkungen auf die resultierenden Marktpreise für Strom.

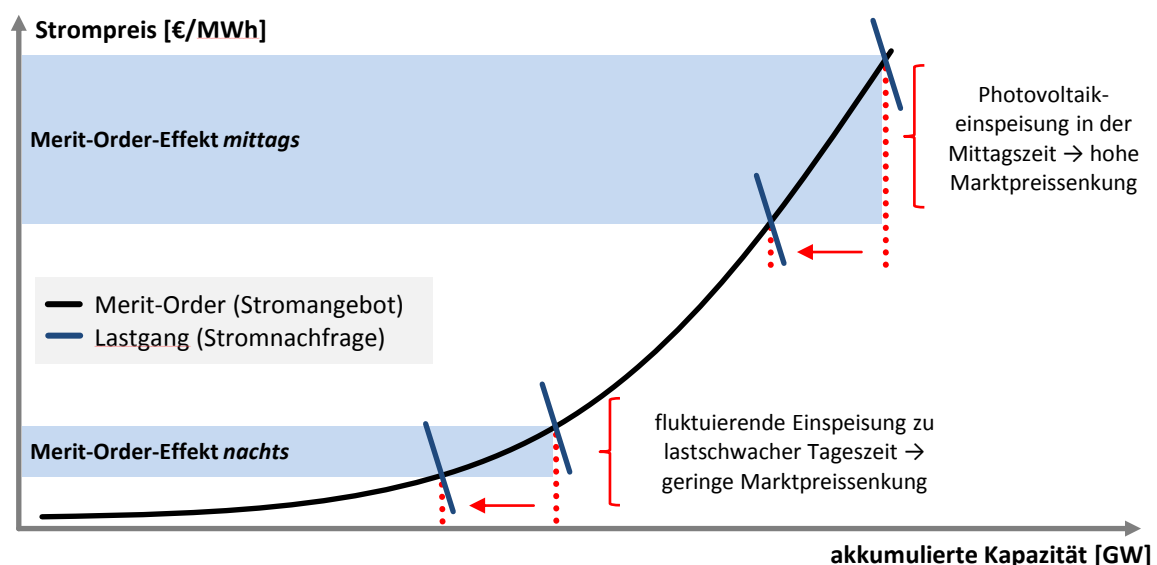


Abbildung 14 Schema des tageszeitlichen Marktpreiseffektes erneuerbarer Energien

Quelle: eigene Darstellung

In Abbildung 14 ist hierzu der Merit-Order-Effekt in Abhängigkeit der Tageszeit schematisch abgebildet. Der Marktpreiseffekt erneuerbarer Energien ist in diesem Fall aus Gründen der Anschaulichkeit nicht in Form eines erhöhten Angebotes, sondern durch eine verminderte Nachfrage am Spotmarkt der Strombörse dargestellt (vgl. Kapitel 3.2.2). So besitzt die Tageszeit bzw. der damit verbundene Lastgang einen erheblichen Einfluss auf die Quantität der Preissenkung. Der charakteristische, konvexe Verlauf der Merit-Order führt dazu, dass vor allem eine fluktuierende Stromeinspeisung in laststarken Zeitintervallen – beispielsweise aufgrund dargebotsbedingter Sonnenstrahlung – ein starkes Absinken der

Marktpreise bzw. einen großen Merit-Order-Effekt bewirkt (vgl. Abbildung 14). Infolgedessen sinken bei einem steigenden Photovoltaikanteil zukünftig vor allem die Marktpreise in Zeitintervallen, in denen Betreiber von Solarstromanlagen aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit eine Finanzierung der Gestehungskosten erzielen müssen.

Grundsätzlich beeinflusst eine schwankende Stromeinspeisung die verbleibende Stromnachfrage, welche durch regelbare Kraftwerke gedeckt werden muss. Als Folge verändert sich das marktpreisrelevante Lastprofil. Eine hohe Residuallast sowie hohe resultierende Marktpreise entstehen demnach zeitgleich mit einem hohen Einspeiseanteil dargebotsabhängiger Stromerzeugung. Insbesondere bildet sich ein Zustand mit Kapazitätsknappheit, in Form niedriger Angebots- und hoher Nachfragewerte elektrischer Energie, ausschließlich in Zeitintervallen, in denen fluktuierende Erzeugungsanlagen gar nicht bzw. nur wenig einspeisen können. Niedrige Marktpreise für Strom in Zeiten, in denen Windenergie- und Photovoltaikanlagen hohe Einspeisewerte verzeichnen, führen daher zu erschwerten Rahmenbedingungen für eine Vollkostendeckung von Kraftwerken mit vernachlässigbaren kurzfristigen Grenzkosten (vgl. Winkler und Altmann 2012, 82). Vor dem Hintergrund einer unsicheren Preisentwicklung und einer daraus resultierenden schlechten Planbarkeit des Kraftwerksbetriebes könnten zudem auch Investitionen in regelbare, erneuerbare Kraftwerke ausbleiben. In einem Elektrizitätssystem mit hoher Windenergie- und Solarstromeinspeisung ist jedoch in erster Linie eine Vollkostendeckung dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen durch Knappheitspreise – hohe Preisspitzen infolge von Kapazitätsknappheit – voraussichtlich nicht zu realisieren (vgl. Kopp 2012, 4 ff.). Da Zeitintervalle mit niedrigem Stromangebot und hohen Marktpreisen zeitgleich mit einer niedrigen intermittierenden Einspeisung entstehen, können Betreiber fluktuierender Kraftwerke aufgrund der inhärenten Struktur der Residuallast nicht von potenziellen Situationen mit hohen Marktpreisspitzen profitieren. In Kombination mit einem Absinken der durchschnittlichen Marktpreise durch den Merit-Order-Effekt führt die Preisfindung im derzeitigen Marktdesign bei einem steigenden Anteil fluktuierender Stromerzeugung demnach zu einer schwer realisierbaren, wettbewerblichen Finanzierung dargebotsabhängiger Kraftwerke (vgl. Winkler und Altmann 2012, 82). Infolge hierdurch verminderter Investitionsanreize könnte ein dringend benötigter Zubau regenerativer Erzeugungsleistungen zukünftig ausbleiben.

In diesem Zusammenhang bietet der sogenannte Marktwertfaktor eine geeignete Möglichkeit, den Marktwert dargebotsabhängiger Energien bei deren Vermarktung über die Strombörse zu messen (vgl. Kopp et al. 2012, 3). Wie in nachstehender Formel ersichtlich, gibt

beispielsweise der Marktwertfaktor für Windenergie an, welche Erlöse ein Windkraftwerk bei vorgegebenem Einspeiseprofil im Vergleich zu einem regelbaren Kraftwerk erzielt, das den durchschnittlichen Börsenpreis realisieren kann (vgl. Kopp et al. 2012, 3). Aufgrund der Inflexibilität dargebotsabhängiger Stromerzeugung, auf Marktpreisschwankungen reagieren zu können, ist demnach ein Marktwertfaktor kleiner eins zu erwarten.

Formel zur Berechnung des Marktwertfaktors einer Windenergieanlage

$$\text{Marktwertfaktor Wind} = \frac{\sum \{ \text{Windeinspeisung}_h [\text{MWh}] \times \text{Börsenpreis}_h [\text{€/MWh}] \}}{\text{Windeinspeisung}_{\text{Summe}} [\text{MWh}] \times \text{Börsenpreis}_\emptyset [\text{€/MWh}]}$$

Legende: \emptyset = Durchschnitt, h = Stunde
Quelle: eigene Darstellung

In Abbildung 15 ist die prognostizierte Entwicklung der Marktwertfaktoren für Windenergie mit einem für Deutschland charakteristischen Windprofil schematisch dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die potenziellen Erlöse entsprechender Windenergieanlagen an der Strombörse bis zum Jahr 2050 stetig abnehmen. Obwohl die zugrunde gelegten Stromgestehungskosten kontinuierlich sinken und ab dem Jahr 2030 vermutlich unterhalb derer konventioneller Kraftwerke liegen könnten, haben dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen im aktuellen Marktdesign demnach Schwierigkeiten, eine wettbewerbliche Finanzierung auf den deutschen Strommärkten zu realisieren (vgl. Kopp et al. 2012, 2 ff.).

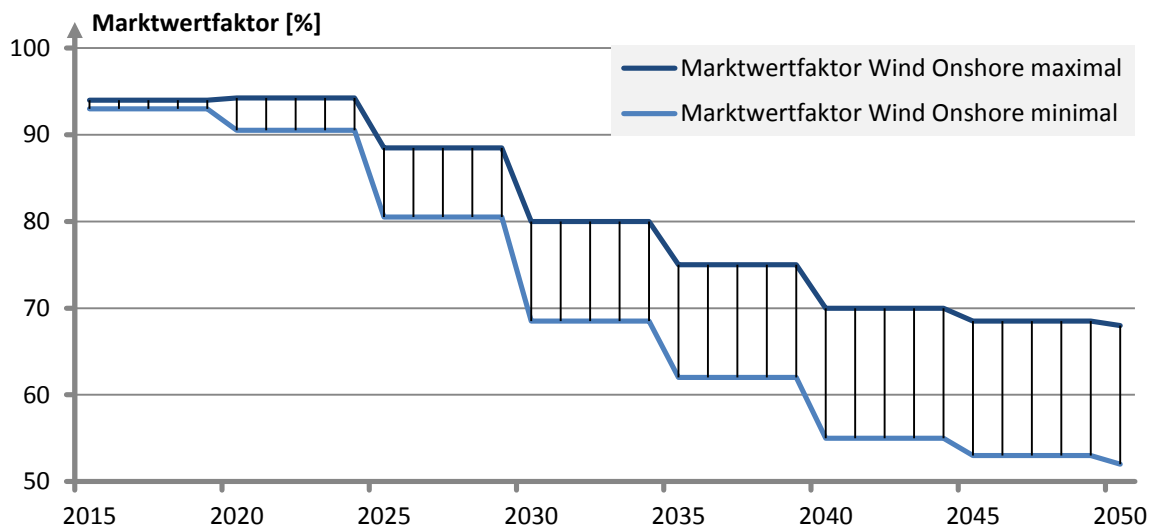


Abbildung 15 Entwicklung der Marktwertfaktoren von Windenergieanlagen bis 2050

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Kopp et al. 2012, 5

Die begrenzte Prognostizierbarkeit der fluktuierenden Stromeinspeisung bewirkt darüber hinaus eine volatile und unsichere Marktpreisentwicklung. Dies wiederum führt vor allem zu Problemen für die Preisbildung langfristiger Handelsgeschäfte auf Referenzbasis der

Spotmarktpreise im Day-Ahead-Handel (vgl. Winkler und Altmann 2012, 82). Außerdem verursacht die bedingte Vorhersagbarkeit der dargebotsabhängigen Stromerzeugung Schwierigkeiten für das Fahrplanmanagement im kurzfristigen Handel. In der Folge steigt die Wahrscheinlichkeit von Bilanzabweichungen innerhalb des Übertragungsnetzes und somit der Bedarf an Ausgleichs- und Regelenenergie. In einem Elektrizitätssystem mit steigenden Anteilen fluktuierender Erzeugungsanlagen wird daher vor allem das Handelsvolumen kurzfristiger Transaktionen zunehmen und zu einer hohen Marktliquidität am Spotmarkt der Strombörse führen. Vor diesem Hintergrund wird die Vermarktung elektrischer Energie über den Day-Ahead- und Intraday-Handel zukünftig an Bedeutung gewinnen und sich an die Rahmenbedingungen der veränderten Erzeugungsstruktur anpassen. So wird auf dem Intraday-Markt der EEX bereits seit Ende 2011 zusätzlich zu den existierenden Stunden-Kontrakten auch mit 15-Minuten-Kontrakten gehandelt, um Fahrplanabweichungen im Day-Ahead-Handel infolge einer steigenden intermittierenden Stromeinspeisung geeignet ausgleichen zu können (vgl. EPEX SPOT SE 2011, 3). Demzufolge sind im Hinblick auf den angestrebten Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland voraussichtlich strukturelle Marktanpassungen notwendig.

Allerdings sind die Herausforderungen der regenerativen Stromerzeugung und damit die zukünftige Entwicklung der deutschen Strommärkte mit einer Vielzahl unsicherer Annahmen verbunden. So sind die Wettbewerbs- und Marktpreiseffekte erneuerbarer Energien nicht zuletzt stark von der Zusammensetzung der Erzeugungsstruktur abhängig. So bewirkt beispielsweise ein steigender Biomasseanteil eine höhere Einspeisung aus Anlagen mit signifikanten Grenzkosten und somit eine Veränderung des marktpreisbestimmenden Stromangebotes. Ein verstärkter Zubau regelbarer Biomassekraftwerke würde theoretisch einen verminderten Merit-Order-Effekt nach sich ziehen und infolgedessen das durchschnittliche Absinken der Marktpreise für Strom abschwächen. Dasselbe Argument gilt für weitere regenerative Anlagen zur Stromerzeugung mit nicht vernachlässigbaren variablen Kostenanteilen, wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke oder Biogasanlagen.

Ein weiterer Faktor, der die zukünftige Marktpreisentwicklung beeinflussen könnte, ist der Einsatz sogenannter *Demand-Side-Management* Maßnahmen (DSM)¹⁶ in Deutschland. So ist ein Teil der Stromnachfrage mittels DSM-Kapazitäten in der Lage, kurzfristig flexibel

¹⁶ Der Sammelbegriff *Demand-Side-Management* (DSM) steht im Weiteren für eine Vielfalt technischer Maßnahmen für das Zu- und Abschalten sowie das zeitliche Verschieben von Lasten.

auf die Strompreise am Markt zu reagieren (vgl. Elberg et al. 2012, 31 f.). Praktische Anwendungspotenziale sind vielfältig und reichen von einer Anpassung energieintensiver Produktionsprozesse bis zum flexiblen Einsatz von Elektrogeräten in Privathaushalten. Um ausreichende Anreize zur Nachfrageflexibilisierung bereitzustellen, müssen in erster Linie Marktpreisschwankungen möglichst direkt an die jeweiligen DSM-Marktteure weitergegeben werden können.

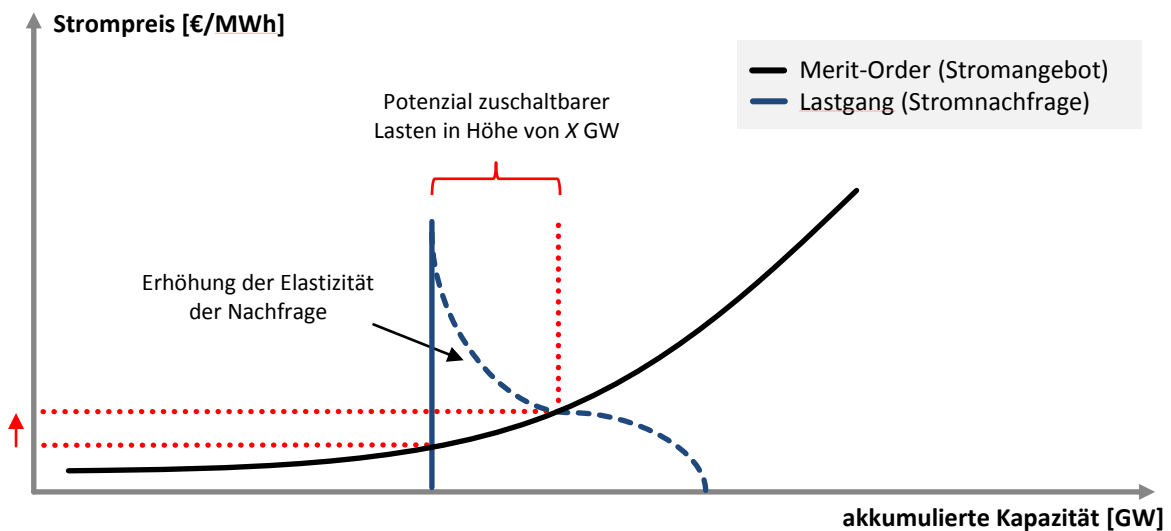


Abbildung 16 Marktpreisbildung bei niedriger Residuallast mit preissetzendem DSM

Quelle: eigene Darstellung

Theoretischer Anreiz für das Verschieben oder Zuschalten flexibler Lasten in Zeitintervalle mit hoher fluktuierender Stromeinspeisung ist in erster Linie das Ausnutzen eines niedrigen Marktpreisniveaus. Abbildung 16 stellt hierzu die prinzipiellen Auswirkungen einer preiselastischen Stromnachfrage bei niedriger Residuallast auf die Marktpreisbildung am Spotmarkt der Strombörse schematisch dar. Unter der Annahme einer Marktsituation mit einem zuschaltbaren Lastpotenzial in Höhe von X GW und einer geeigneten DSM-Maßnahme mit Grenzkosten oberhalb des preissetzenden Grenzkraftwerkes, führt eine erhöhte Nachfrageelastizität zu einem neuen Marktgleichgewicht (vgl. Abbildung 16). Bei gleichzeitig vorgegebener Erzeugungskapazität bedingt eine Lasterhöhung demnach einen Anstieg der Marktpreise. So könnte eine starke Preissenkung auf den Strommärkten infolge hoher fluktuierender Stromeinspeisung theoretisch abgeschwächt werden. Im Extremfall – maximale Lastflexibilität – führen DSM-Maßnahmen dementsprechend zu einem uneingeschränkten Ausgleich zeitlich schwankender Marktpreise bzw. zu einer konstanten Residuallast. Infolgedessen verbessert sich vor allem die Erlössituation von Anbietern dargebotsabhängiger Energie, da diese von höheren Marktpreisen in Zeiten mit niedriger Residuallast profitieren. Letztendlich ist das Potenzial einer Marktpreiserhöhung

bei niedriger Residuallast mittels DSM allerdings entscheidend von der wirtschaftlichen und technischen Umsetzbarkeit entsprechender DSM-Maßnahmen sowie von der Wettbewerbssituation auf dem Endkundenmarkt abhängig (vgl. Elberg et al. 2012, 36 ff.).

Neben einem verstärkten Ausbau regelbarer, erneuerbarer Erzeugungsanlagen sowie der vorrangigen Umsetzung von DSM-Maßnahmen, führen zusätzlich Unsicherheiten bezüglich der Gebotslegung von Anbietern dargebotsabhängiger Strommengen zu einer ungewissen Marktpreisentwicklung. So könnten diese, um eine Vollkostendeckung zu erzielen, Gebote oberhalb ihrer Grenzkosten am Day-Ahead-Markt positionieren und somit wiederum das Marktpreisniveau für Strom anheben (vgl. Winkler und Altmann 2012, 82). Hierzu werden in Kapitel 5.1 potenzielle Auswirkungen einer strukturellen Veränderung der Preissetzung am Spotmarkt der Strombörse untersucht.

Auch die Bundesregierung ist sich den Herausforderungen einer erschwerten Vollkostendeckung sowie ausbleibender Investitionsanreize bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien im derzeitigen Marktdesign bewusst (vgl. BMWi 2010, 20 f.). Da Windenergie und Photovoltaik, als Schwerpunkttechnologien des geplanten Kapazitätszubaus, einen sehr niedrigen *Capacity Credit* aufweisen, werden darüber hinaus zukünftig deutlich mehr Erzeugungsleistungen benötigt, um das gegenwärtige Niveau gesicherter Kapazitäten zu halten (vgl. Gross et al. 2006, 23). Hierzu bedarf es vor allem ausreichender Investitionsanreize. In diesem Zusammenhang werden insbesondere in Kapitel 5.3 bzw. Kapitel 5.4 die Instrumente eines Kapazitätsmarktes sowie technologiespezifischer Auktionen untersucht, um einen hinreichenden Leistungszubau zu garantieren. Eine wesentliche Voraussetzung für eine geeignete Bereitstellung von Investitionsanreizen in fluktuierende Erzeugungsanlagen ist die Fähigkeit des Marktsystems, eine wettbewerbliche Finanzierung der erneuerbarer Stromgestehung zu gewährleisten. Jedoch führt die aktuelle Gestaltung der Strommärkte bei einem massiv steigenden Anteil fluktuierender Energien voraussichtlich zu einem begrenzten Erlöspotenzial für Anbieter dargebotsabhängiger Energien. Infolgedessen sind notwendige Signale zur Investition in intermittierende Erzeugungskapazitäten nicht hinreichend sichergestellt (vgl. Chao 2011, 3949). Im Hinblick auf eine veränderte Kraftwerksparkstruktur und die daraus resultierende Verstärkung der beschriebenen Marktpreiseffekte für Strom bedarf es für eine langfristig hohe Versorgungssicherheit zukünftig marktinduzierter Anreize für einen verlässlichen Zubau dargebotsabhängiger Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

4 Bewertungskriterien für ein Strommarktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird nachfolgend untersucht, inwiefern potenzielle Gestaltungsoptionen für ein deutsches Strommarktdesign in der Lage sind, zukünftig notwendige Investitionsanreize in die erneuerbare Erzeugungsstruktur bereitzustellen. Die ausgewählten Marktsysteme beruhen dabei auf theoretischen Konzepten, die zum Teil bereits international ihre praktische Anwendung finden. Zwecks einer elementaren Vergleichbarkeit werden die in Kapitel 5 untersuchten Gestaltungsoptionen jeweils anhand ihres Veränderungsgrades des aktuellen Marktdesigns klassifiziert. Demnach ist ein Marktsystem mit einem niedrigeren Veränderungsgrad bei gleicher qualitativer Leistungsbewertung zu präferieren, da die mit der Marktreform verbundenen Kosten immer von deren Ausmaß abhängen (vgl. Winkler und Altmann 2012, 88).

In einem Elektrizitätssystem bilden ausreichende Investitionsanreize in den Kraftwerks-park die Grundlage für eine hohe Versorgungssicherheit. Bei einer Betrachtung der Systemzuverlässigkeit auf Basis installierter Erzeugungsleistungen muss allerdings zwischen zwei Aspekten unterschieden werden. Die Sicherstellung der Adäquatheit installierter Kapazitäten – *Adequacy* – gilt als elementare Voraussetzung für eine hohe Versorgungssicherheit. Sie garantiert zu jedem Zeitpunkt die Bereitstellung von Kraftwerksleistungen zur Deckung der zu erwartenden Nachfrage (vgl. Stoft 2002, 135). Im Unterscheid hierzu steht die Einsatzsicherheit der installierten Kapazitäten – *Security* – für die Fähigkeit des Systems, diese Leistungen im Bedarfsfall ausreichend kurzfristig einsatzbereit zu halten (vgl. Stoft 2002, 135 f.). Somit gilt eine hohe *Adequacy* als notwendige Bedingung für die Versorgungssicherheit in einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Hinreichende Bedingung für die Gewährleistung der Systemzuverlässigkeit ist jedoch eine hohe *Security* installierter Erzeugungsleistungen.

Einschränkungen der Zuverlässigkeit eines Elektrizitätssystems können bei einem Versorgungsausfall unverhältnismäßig hohe volkswirtschaftliche Schäden von geschätzten mehreren tausend Euro pro Megawattstunde verursachen, welche sich auf nahezu alle wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Bereiche auswirken (vgl. Praktiknjo et al. 2011, 7831). Deshalb stellt ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit eines der wesentlichen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung dar.

Vor diesem Hintergrund werden die ausgewählten Marktdesignkonzepte einer problem-spezifischen Analyse unterzogen. Um zusätzlich Rückschlüsse hinsichtlich der Umsetzbarkeit in Deutschland ziehen zu können, wird die Beschreibung theoretischer Funktionsweisen – sofern möglich – durch Praxiserfahrungen der Gestaltungsoptionen unterstützt. Anschließend erfolgt eine qualitative Bewertung der Optionen für ein Strommarktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien anhand der nachfolgend genannten Kriterien.

- Langfristige Planungssicherheit
- Vollkostendeckung
- Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize
- Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen
- Integrationstiefe und Komplexität des Marktsystems

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Bewertungskriterien inhaltlich erläutert sowie deren Relevanz für die vorliegende Problemstellung dargelegt.

4.1 Langfristige Planungssicherheit

Aufgrund impliziter Randbedingungen benötigen Investoren in der Elektrizitätswirtschaft eine ausreichend langfristige Planungssicherheit. Diese Gegebenheit hat mehrere Ursachen. Zum einen führen Genehmigungs-, Planungs- und Bauphasen von mehreren Jahren zu einem langen Zeitraum, innerhalb dessen sich die Voraussetzungen, auf denen eine Investitionsentscheidung getroffen wurde, nicht grundlegend nachteilig verändern dürfen. Zum anderen bedingen Kraftwerkslebensdauern von mehreren Jahrzehnten eine entsprechend langfristige Voraussicht hinsichtlich zu erwartender Vermarktungsmöglichkeiten und Absatzerlöse, um die Rentabilität eines Kraftwerkes geeignet prognostizieren zu können. Darüber hinaus führen weitere Einflussfaktoren wie die vorherrschende Erzeugungsstruktur, die Entwicklung von Brennstoff- und Emissionszertifikatspreisen sowie exogene Markteingriffe durch die Politik zu einer großen Unsicherheit bezüglich realisierbarer Deckungsbeiträge für Stromanbieter (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 2). Vor diesem Hintergrund bedürfen ökonomisch rationale und risikoaverse Investitionsentscheidungen in neue (erneuerbare) Kraftwerkskapazitäten u.a. einer langfristigen Planungssicherheit. Ferner wird eine Unsicherheit hinsichtlich der Erlössituation von Investoren grundsätzlich als erhöhtes Risiko bewertet und infolgedessen bei den Kapitalkosten entsprechend eingepreist. Insofern sollte die Gestaltung der Vermarktungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien eine größtmögliche Sicherheit der zu erwartenden Erlöse gewährleisten, um ein

Ausbleiben von Kraftwerksinvestitionen sowie eine Begrenzung der Anbieterstruktur durch hohe Fremdkapitalkosten zu vermeiden. Nachfolgend wird deshalb geprüft, ob die unterschiedlichen Gestaltungsoptionen für ein zukünftiges Marktdesign potenziellen Betreibern fluktuierender Kraftwerke langfristig planbare Einnahmen garantieren können.

4.2 Vollkostendeckung

Eine gesicherte Deckung aller Kosten gilt als wesentliche Voraussetzung für eine hohe Investitionstätigkeit von Elektrizitätserzeugern und somit für die Existenz ausreichend installierter Kapazitäten im Markt (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 2). Eine Vollkostendeckung der Stromerzeugung bedarf einer Marktpreisbildung auf Basis der langfristigen Grenzkosten der Stromgestehung (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 2). Das Verhältnis von variablen und fixen Kostenanteilen eines erneuerbaren Kraftwerkes unterscheidet sich allerdings deutlich von demjenigen einer konventionellen Kraftwerkstechnologie (vgl. Kapitel 2.1.1). Insbesondere besitzt der variable Anteil, welcher sich u.a. aus Nutzungskosten der Energiequelle, Opportunitätskosten für Emmisionszertifikate sowie anderen variablen Erzeugungskosten zusammensetzt, eine wesentlich geringere Bedeutung zur Vollkostendeckung als fixe Investitions- und Betriebskosten. Vor allem die prioritären Ausbautechnologien der Windenergie und Photovoltaik verfügen über eine Kostenstruktur mit vernachlässigbaren variablen Kosten. Um zukünftig ausreichende Investitionsanreize in erneuerbare Kraftwerke zu gewährleisten, muss die Gestaltung des Marktdesigns in erster Linie diese veränderte Kostenstruktur der Erzeugungsseite berücksichtigen. Die vorliegende Arbeit soll daher klären, ob die ausgewählten Gestaltungsoptionen für eine Stromversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien grundsätzlich in der Lage sind, eine Vollkostendeckung der erneuerbaren bzw. dargebotsabhängigen Stromerzeugung zu ermöglichen.

4.3 Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize

Investitionsanreize haben über den Faktor Zeit substanziellen Einfluss auf die Struktur des Kraftwerksparks. Demnach kann es durch eine fehlende Berücksichtigung notwendiger Planungs- und Bauzeiten unterschiedlicher Kraftwerkstypen indirekt zu einer einseitigen Förderung spezifischer Erzeugungstechnologien kommen. Dies wiederum führt angesichts eines veränderten Stromangebotes bzw. einer veränderten Merit-Order zu weitreichenden Auswirkungen für die Marktpreisbildung sowie für eine Vollkostendeckung bestehender Kraftwerksbetreiber (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 2). In diesem Zusammenhang wird

nachfolgend geprüft, ob die ausgewählten Gestaltungsoptionen für ein zukünftiges Marktdesign vor dem Hintergrund einer diversifizierten, erneuerbaren Erzeugungsstruktur zeitgerechte Anreize zur Errichtung neuer Kraftwerksleistungen bereitstellen können.

Ortsbezogene Investitionsanreize spielen vor allem hinsichtlich veränderter standortspezifischer Anforderungen in einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien eine wichtige Rolle. Die meteorologische Abhängigkeit der Windenergie führt beispielsweise dazu, dass bestimmte Regionen mit geeigneten Voraussetzungen – konstante und hohe Windgeschwindigkeiten – von den Kraftwerksbetreibern bei der Standortentscheidung bevorzugt werden. So speisen bereits heute etwa 41 Prozent der in Deutschland installierten Windenergieleistungen in das Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission GmbH ein (vgl. 50Hertz Transmission GmbH 2012). Infolge eines zukünftig verstärkten Ausbaus der Windenergieerzeugung könnten hierdurch u.a. regelzoneninterne Leistungsentgässe entstehen (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 3). Dies wiederum kann zu einer unerwünschten Situation führen, bei der die *Adequacy* installierter Erzeugungskapazitäten im System zwar gewährleistet ist, jedoch durch mangelnde *Security* der Kapazitäten die Last nicht gedeckt werden kann. Da die Wirtschaftlichkeit dargebotsabhängiger Stromerzeugung entscheidend von meteorologischen Standortbedingungen bestimmt wird, müssen in einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien vor allem die Kraftwerksstandorte regelbarer Technologien für eine entsprechende Entlastung des Übertragungsnetzes sorgen. Somit bedarf es zukünftig gleichermaßen zeit- und ortsbezogener Investitionsanreize durch das Marktdesign, um sowohl eine hohe Systemeffizienz als auch eine hohe Versorgungssicherheit der deutschen Stromversorgung zu gewährleisten.

4.4 Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen

Eine Reform der Marktgestaltung führt in den meisten Fällen zwangsläufig zu einer veränderten Struktur der Marktteilnehmer. Wenn neue Akteure in den Markt drängen, bewirkt das in der Regel strukturelle Konsequenzen für alle anderen Marktteilnehmer bzw. explizit eine Verringerung der Marktanteile bereits bestehender Akteure. Zur Beurteilung der Verteilungswirkungen theoretisch möglicher Gestaltungsoptionen lassen sich die Akteure auf den deutschen Strommärkten vereinfachend in drei paarweise disjunkte Gruppen unterteilen: Neue Akteure, alte Akteure und Stromendverbraucher haben zum Teil gegenläufige Interessen, welche durch das Marktdesign idealerweise zu gleichen Teilen bedient werden sollten. Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen eines Marktsystems können durch viele

Aspekte beeinflusst werden. So führen beispielsweise Unterschiede in der Gestaltung potenzieller Transaktionskosten, der Markttransparenz sowie der Möglichkeiten zur Marktmachtausübung zu Bevor- und Benachteiligungen verschiedener Marktakteure. Nicht zuletzt bildet die Wirtschaftlichkeit unseres Elektrizitätssystems eines der drei wichtigsten energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und bedarf daher eines kosteneffizienten Marktdesigns für eine bezahlbare Stromversorgung (vgl. Winkler und Altmann 2012, 88). Hierbei spielt die Unsicherheit einer Kraftwerksinvestition eine entscheidende Rolle, welche über hohe Kosten in der Regel zu Ineffizienzen auf den Strommärkten führt (vgl. Kapitel 4.1). Vor diesem Hintergrund werden die ausgewählten Gestaltungsoptionen für ein Strommarktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien hinsichtlich ihrer grundlegenden Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen untersucht und bewertet.






4.5 Integrationstiefe und Komplexität des Marktsystems

Die deutsche Elektrizitätswirtschaft basiert auf einem desintegrierten Marktsystem, in dem der Stromhandel vom Betrieb des Übertragungsnetzes getrennt ist. Insbesondere existiert kein sogenannter *Independent System Operator* (ISO) welcher die Handelsvorgänge auf den Märkten mit der Netzinfrastuktur für den Stromtransport zentral abstimmt und koordiniert. Einzige Ausnahmen sind bislang die Märkte für Primär- und Sekundärregelenergie, auf denen die jeweiligen ÜNB die Einsatzplanung vom Kraftwerksbetreiber übernehmen und somit gleichzeitig Handel und Transport der erzeugten Strommenge aufeinander anpassen können. Desintegrierte Strukturen charakterisieren sich im Wesentlichen dadurch, dass die Verteilung physisch gehandelter Strommengen weitgehend unabhängig von Informationen über Betriebsparameter der Erzeugungsstruktur abgewickelt werden können. Vor allem hohe Anteile fluktuierender Erzeugungstechnologien führen jedoch zu veränderten Rahmenbedingungen hinsichtlich der Abstimmung von Handel und Verteilung in einem Elektrizitätssystem. Ein potenzielles Marktdesign muss die erschwerte Koordination von Handel und Verteilung geeignet unterstützen, um wettbewerbsfähige Vermarktungsmöglichkeiten für die dargebotsabhängige Stromerzeugung zu gewährleisten. Zuletzt werden die Gestaltungsoptionen daher hinsichtlich ihrer allgemeinen Komplexität untersucht. Einfachere Marktsysteme sind unter vielerlei Gesichtspunkten zu präferieren. So genießen sie nicht zuletzt eine breitere öffentliche Akzeptanz als intransparente Konstrukte und können daher ohne größere Effizienzverluste umgesetzt werden. Hierzu wird im Folgenden die Komplexität eines potenziellen Marktsystems bezüglich einer Eignung für ein Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien analysiert und bewertet.

4.6 Beurteilungsschlüssel

Durch die vorliegende Auswahl gemeinsamer Bewertungskriterien können die verschiedenen Gestaltungsoptionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Kapitel 5 hinsichtlich ihrer Fähigkeit, zukünftig ausreichende Investitionsanreize in die dargebotsabhängige Erzeugungsstruktur bereitstellen zu können, analysiert werden. Dabei erfolgt die qualitative Bewertung der jeweiligen Eignungserfüllung bezüglich der vorgestellten Kriterien mittels des Beurteilungsschlüssels in Tabelle 4.

Tabelle 4 Beurteilungsschlüssel der Bewertungskriterien

Eignung der Gestaltungsoption	Erläuterung der Eignungserfüllung	Symbol
Sehr gut	Erreichung der Zielvorgabe ist sehr wahrscheinlich	
Gut	Erreichung der Zielvorgabe ist wahrscheinlich	
Befriedigend	Erreichung der Zielvorgabe ist möglich	
Mangelhaft	Erreichung der Zielvorgabe ist unwahrscheinlich	
Unzureichend	Erreichung der Zielvorgabe ist sehr unwahrscheinlich	

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Süßenbacher et al. 2011, 24

Dieser Beurteilungsschlüssel ermöglicht u.a. eine Gegenüberstellung unterschiedlicher Ansätze im Hinblick auf eine bestmögliche Erfüllung aller Bewertungskriterien des mehrdimensionalen Zielsystems. Demnach wäre eine Gestaltungsoption, deren Eignungserfüllung für alle Kriterien besser ist als diejenigen zur Verfügung stehender Alternativen, in einem direkten Vergleich zu präferieren. Darüber hinaus können die bewerteten Ansätze mit Hilfe der abgestuften Ordinalskala hinsichtlich der besten Eignung für ein spezifisches Kriterium miteinander verglichen werden.

5 Gestaltungsoptionen für ein Strommarktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Die nachfolgende Untersuchung ausgewählter Gestaltungsoptionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien hinsichtlich einer Bewertung der in Kapitel 4 vorgestellten Kriterien bildet den zweiten Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit. Um in diesem Zusammenhang jeweils qualitative Auswirkungen für die deutschen Strommärkte bewerten zu können, werden in erster Linie elementare, methodische Aspekte der entsprechenden Marktsysteme betrachtet. Demnach werden im Weiteren insbesondere keine spezifischen Technologiekonzepte berücksichtigt. Zudem können zum Teil relevante, praktische Erfahrungen genutzt werden, um eine Umsetzbarkeit in Deutschland zu untersuchen.

Die Marktintegration erneuerbarer Energien ist derzeit eines der am meisten diskutierten Themen in der Energiewirtschaft. So hat nicht zuletzt das Energiekonzept der Bundesregierung sowohl die Medien als auch die Gesellschaft in Deutschland für die bevorstehende *Energiewende*¹⁷ sensibilisiert. Zugleich untersuchen eine Vielzahl an wissenschaftlichen Studien potenzielle Wirkungen, Herausforderungen und Maßnahmen bezüglich eines fortschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Erzeugungsstruktur. Vor diesem Hintergrund besitzen vielfältige Themengebiete über Schnittmengen mit der vorliegenden Problemstellung. So haben u.a. Bereiche wie das Management von Netzengpässen, DSM-Maßnahmen oder die Flexibilisierung regelbarer Kraftwerke einen, wenn auch zumeist untergeordneten Einfluss auf Investitionsanreize in einem Elektrizitätssystem und führen somit zu einer umfassenden Komplexität für die Bewertung einer potenziellen Ausgestaltung des deutschen Marktdesigns. Gleichwohl haben viele Aspekte eines Marktsystems einen hohen Bezug für die Fragestellung der vorliegenden Arbeit, inwiefern zukünftig eine wettbewerbliche Finanzierung regenerativer Erzeugungsanlagen auf den Strommärkten gewährleistet werden kann. Nach eingehender Studie der in Wissenschaft und Praxis bekannten Gestaltungsoptionen für ein Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien, wurden demnach die nachfolgend genannten Konzepte als besonders relevant identifiziert.

¹⁷ *Energiewende* beschreibt eine wesentliche Veränderung in der Energiepolitik. In Deutschland ist der Begriff heutzutage gleichbedeutend mit einer zunehmend auf erneuerbaren Energien basierenden Erzeugungsstruktur sowie mit einem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie.

- Veränderung der Preissetzung am Spotmarkt
- Zubau von Stromspeichern
- Einführung von Kapazitätsmechanismen
- Technologiespezifische Auktionen für langfristige Verträge

Mit der vorliegenden Auswahl theoretischer Marktinstrumente und -mechanismen wird ein möglichst breites Spektrum an gangbaren Veränderungen des aktuellen Marktdesigns abgedeckt: Angefangen bei einer Anpassung der geltenden Marktregeln durch ein verändertes Auktionsverfahren am Spotmarkt der Strombörse, über Erweiterungen der Marktstrukturen durch den Zubau von Stromspeichern bzw. die Umsetzung eines Kapazitätsmarktes, bis hin zu einer Neugestaltung des Marktsystems durch die Einführung technologiespezifischer Auktionen für langfristige Verträge. Infolgedessen sind Handlungsempfehlungen in Abhängigkeit eines unterschiedlichen Veränderungsgrades des Status quo möglich.

Einer Vielzahl weiterer Marktkonzepte fehlt es an einem hinreichenden Bezug oder einer langfristigen Perspektive für die wesentliche Problematik einer hohen Investitionssicherheit. So sind marktunabhängige Fördermechanismen erneuerbarer Energien – wie zum Beispiel das EEG – für eine erfolgreiche Markteinführung unter Umständen sinnvoll, stellen allerdings auf lange Sicht keine effiziente Lösung für ein wettbewerblich orientiertes Marktsystem dar (vgl. Kapitel 3.2). Der potenziellen Umsetzung eines Poolmodells nach amerikanischem Vorbild mangelt es dagegen an der grundsätzlichen Prämisse, ausreichende Anreize zum Bau regenerativer Erzeugungsanlagen bereitzustellen. Ebenso berücksichtigt das Konzept eines Nodalpreissystems (*Locational Marginal Pricing*) nicht zwangsläufig notwendige Kraftwerksinvestitionen in die erneuerbare Erzeugungsstruktur, sondern verfolgt hauptsächlich den Zweck, Netzengpässe monetär zu bewerten.

Die nachfolgende Untersuchung der ausgewählten Marktsysteme gliedert sich jeweils in eine Beschreibung modelltheoretischer Grundlagen, eine Betrachtung qualitativer Auswirkungen auf problemrelevante Aspekte der Strommärkte sowie eine Bewertung hinsichtlich der in Kapitel 4 vorgestellten Kriterien. Eine abschließende Zusammenfassung der Bewertungsergebnisse ermöglicht darüber hinaus eine Gegenüberstellung der unterschiedlichen Marktansätze bezüglich dieser Kriterien. Darauf aufbauend können Handlungsempfehlungen für die Gestaltung eines Elektrizitätssystems mit regenerativer Erzeugungsstruktur in Bezug auf das vorliegende mehrdimensionale Zielsystem abgeleitet werden.

5.1 Veränderung der Preissetzung am Spotmarkt

Der am Spotmarkt der Strombörse ermittelte Preis für elektrische Energie hat eine essentielle Bedeutung für das Erlöspotenzial von Kraftwerksbetreibern auf dem deutschen Großhandelsmarkt (vgl. Kapitel 2.2.4). In diesem Zusammenhang bedarf es in erster Linie ausreichend hoher Marktpreise, um den Erzeugern elektrischer Energie sowohl eine Deckung ihrer langfristigen Gestehungskosten als auch eine Perspektive auf betriebswirtschaftliche Profite zu ermöglichen. Andernfalls wird sich unter der Annahme rationaler Entscheidungen kein potenzieller Investor zum Bau neuer Erzeugungsleistungen entschließen.

Der im Day-Ahead-Handel am Spotmarkt der EEX angewendete Mechanismus zur Preisbildung wurde in Kapitel 2.2.2 detailliert beschrieben. Im Rahmen sogenannter Einheitspreis-Auktionen werden hierbei alle bezuschlagten Stromanbieter unabhängig von deren Geboten in Höhe des ermittelten MCP vergütet. Dieser sogenannte Markträumungspreis entspricht dem höchsten Preis-Mengen-Gebot, das gerade noch zur Deckung der nachgefragten Strommenge benötigt wird. Um die Auktion zu gewinnen, richten Stromanbieter die Gebotslegung bei ausreichender Kapazität und preisunelastischer Nachfrage im Markt hierzu an ihren kurzfristigen Grenzkosten der Stromgestehung aus (vgl. Stoft 2002, 222). Die Struktur einer Einheitspreis-Auktion impliziert somit zwei wesentliche Aspekte: Zum einen wird die wirtschaftlich effizienteste Technologie den größten Erlös erzielen und zum anderen sinkt der Marktpreis erheblich, sobald Erzeugungsanlagen mit sehr niedrigen Grenzkosten die gesamte Nachfrage decken können (vgl. Nielsen et al. 2011, 4435).

In einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen fluktuierender Energien führt die Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen zu einem großen Angebot mit vernachlässigbaren Grenzkosten im kurzfristigen Day-Ahead-Handel. So verursacht beispielsweise die vorrangige Windenergieeinspeisung während Starkwindperioden im Extremfall das Auftreten negativer Strompreise am Spotmarkt der EEX. Infolgedessen wird der Preis auf den Strommärkten vor allem in den Zeitintervallen dramatisch sinken, in denen Betreiber dargebotsabhängiger Kraftwerke ein großes Erlöspotenzial besitzen (vgl. Kapitel 3.3). Aus diesem Grund stellt sich die Frage, ob eine Veränderung der Preissetzung am Spotmarkt der Strombörse geeignet ist, um dargebotsabhängigen Kraftwerksbetreibern in einem Elektrizitätssystem mit hoher fluktuierender Stromeinspeisung eine Deckung ihrer langfristigen Gestehungskosten zu ermöglichen. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird diesbezüglich das Potenzial sogenannter *Pay-as-bid* Auktionen untersucht, bei denen jeder bezuschlagte Stromanbieter nach seinem ursprünglichen Gebot vergütet wird. Insbesondere die

erzielbaren Spotmarktpreise haben direkte Auswirkungen auf die potenziellen Erlöse fluktuierender Kraftwerksbetreiber und sind somit relevant für die Bereitstellung von Investitionsanreizen in die erneuerbare Erzeugungsstruktur.

Im Folgenden werden daher anhand der theoretischen Grundlagen eines *Pay-as-bid* Auktionsverfahrens qualitative Auswirkungen für die deutschen Strommärkte untersucht. Anschließend wird die Anpassung des bestehenden Marktsystems durch eine veränderte Preissetzung am Spotmarkt hinsichtlich der in Kapitel 4 vorgestellten Kriterien bewertet.

5.1.1 THEORETISCHE GRUNDLAGEN VON PAY-AS-BID AUKTIONEN

Die Thematik einer effizienten Preissetzung bei Auktionsverfahren auf einem Strommarkt wird in einer Vielzahl wissenschaftlicher Arbeiten immer wieder kontrovers diskutiert. So stellte *Oren* beispielsweise fest, dass unter den Voraussetzungen vollständiger Marktinformationen und homogener Produkte sowohl Einheitspreis- als auch *Pay-as-bid* Auktionen zu vergleichbaren Einnahmen für Elektrizitätserzeuger führen (vgl. 2004, 1618 f.). Im Gegensatz hierzu kamen spieltheoretische Analysen von *Son et al.* zu dem Ergebnis, dass eine *Pay-as-bid* Preissetzung im Vergleich zu Auktionen mit einheitlichen Räumungspreisen aufgrund strategischer Gebote tendenziell niedrigere Erlöse für Stromanbieter ermittelt (vgl. 2004, 1994). Im Rahmen der weiteren Entwicklung der deutschen Strommärkte ist jedoch in erster Linie die Frage relevant, ob die Umsetzung einer *Pay-as-bid* Preisfindung am Spotmarkt der Strombörse generell in der Lage ist, Anbietern fluktuierender Energien ein größeres Erlöspotenzial zu bieten, als dies bisher im Day-Ahead-Handel an der EEX der Fall ist. Diese Überlegung ist naheliegend, da Betreiber dargebotsabhängiger Kraftwerke ihren Strom offensichtlich nicht zu 0 €/MWh am Spotmarkt anbieten, wenn sie dafür keine Zahlung erhalten werden (vgl. Nielsen et al. 2011, 4435).

In Abbildung 17 ist der zugrunde liegende Preisbildungsmechanismus bei einer *Pay-as-bid* Auktion zur Versteigerung von Stundenkontrakten am Spotmarkt der Strombörse im Vergleich zur Ermittlung des MCP bei einer Einheitspreis-Auktion schematisch dargestellt. In beiden Fällen werden die vorliegenden Gebote für den Verkauf einer entsprechenden Strommenge aufsteigend sortiert. Der resultierende Schnittpunkt von aggregierter Angebotskurve und vorherrschender Stromnachfrage am Markt determiniert hierbei die jeweiligen Auktionsgewinner. Während diese bei einer Einheitspreis-Auktion in Höhe des letzten bezuschlagten Gebotes bezahlt werden, erhält jeder erfolgreiche Auktionsteilnehmer bei einer *Pay-as-bid* Auktion einen individuellen Preis, der dem jeweilig abgegebenen Gebot

entspricht. Folglich orientieren sich die Stromanbieter bei der Gebotslegung im letzteren Fall nicht an ihren tatsächlichen Kosten, sondern bieten, mit der Absicht die eigenen Erlöse zu maximieren, einen Preis, der ihre Erwartung des gleichgewichtigen Räumungspreises darstellt (vgl. Tierney et al. 2008, 8). Um die gesamten Gestehungskosten decken zu können, werden Kraftwerksbetreiber somit in erster Linie höhere Gebote am Spotmarkt platzieren, als bei einer grenzkostenorientierten Preisfindung. Der resultierende Marktpreis bei einem *Pay-as-bid* Auktionsverfahren entspricht demzufolge dem durchschnittlichen Preis aller bezuschlagten Gebote (vgl. Abbildung 17).

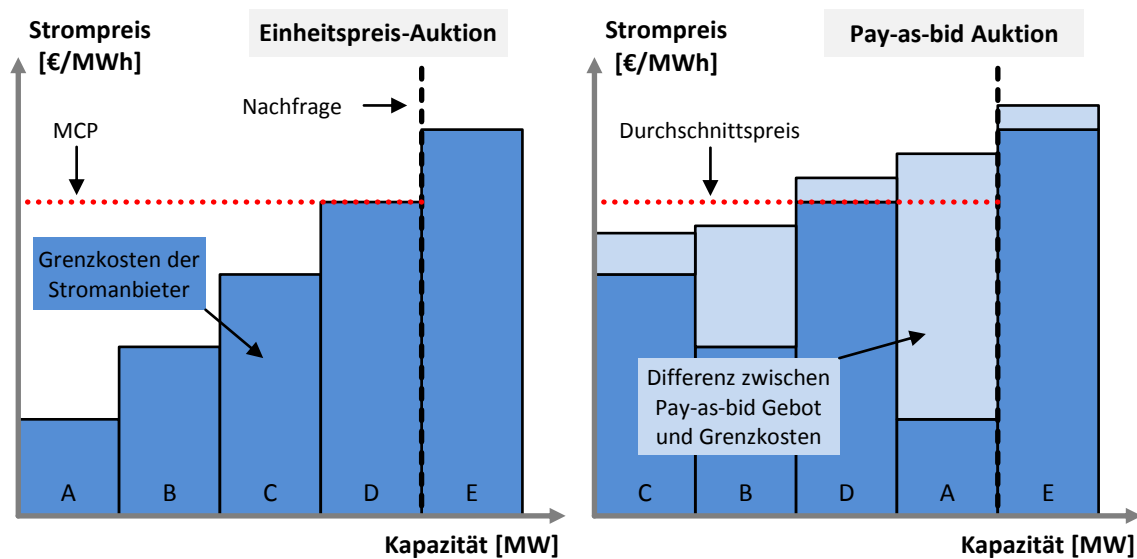


Abbildung 17 Vergleich der Preisbildung in Einheitspreis- und Pay-as-bid Auktionen

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Tierney et al. 2008, 8

Eine *Pay-as-bid* Preissetzung am Spotmarkt der Strombörse führt zu einem veränderten strategischen Verhalten der teilnehmenden Akteure. So müssen Stromanbieter einerseits mittels der eigenen Gebote eine langfristige Deckung ihrer Vollkosten sicherstellen, andererseits bietet sich die Möglichkeit, durch spekulativ hohe Gebote zusätzliche Einnahmen zu erzielen. Allerdings können mangelnde Informationen über die zugrunde liegende Kostenstruktur anderer Marktteilnehmer, ebenso wie Unsicherheiten hinsichtlich eines zu erwartenden Markträumungspreises, hierbei zu Ineffizienzen führen (vgl. Grimm et al. 2008, 150 f.). Die inhärente Preisfindung eines *Pay-as-bid* Auktionsverfahrens impliziert letztlich zwei grundsätzlich mögliche Gebotslegungen von Stromanbietern: Im ersten Fall reflektieren die Gebote aller Marktteilnehmer theoretisch die langfristigen Gestehungskosten inklusive einer potenziellen Rendite, im zweiten Fall profitieren vor allem große Marktteilnehmer von hohen Gewinnen, indem sie mit einem Teil ihrer Erzeugungskapazitäten am Markt spekulativ agieren (vgl. Nielsen et al. 2011, 4437).

Im Weiteren werden die qualitativen Auswirkungen einer entsprechend veränderten Preissetzung im Day-Ahead-Handel für die deutschen Strommärkte betrachtet und hinsichtlich ihres Einflusses auf eine wettbewerbliche Finanzierung erneuerbarer Energien untersucht.

5.1.2 QUALITATIVE AUSWIRKUNGEN FÜR DIE DEUTSCHEN STROMMÄRKTE

Wissenschaftliche Arbeiten zur Bewertung der Effizienz von *Pay-as-bid* Auktionen basieren bislang vorwiegend auf theoretischen Analysen (vgl. Oren 2004; Son et al. 2004). Da derartige Auktionsverfahren meist nur in Teilsegmenten eines Strommarktes – wie zum Beispiel auf Märkten für Systemdienstleistungen – angewendet werden, mangelt es zudem an praktischen Erkenntnissen. Derzeit verwendet lediglich die britische APX Power UK als einzige europäische Strombörse ausschließlich eine *Pay-as-bid* Preissetzung am Spotmarkt, die zugleich mit einer kontinuierlichen Handelsstruktur einhergeht (vgl. Weber 2010, 3157). Insbesondere existieren aktuell keine relevanten, quantitativen Erfahrungswerte eines Elektrizitätssystems mit einer regenerativen Erzeugungsstruktur sowie einem *Pay-as-bid* Auktionsverfahren am Spotmarkt der Strombörse.

Die Einführung einer *Pay-as-bid* Preisfindung in der Day-Ahead-Auktion am Spotmarkt der EEX würde bei allen Marktteilnehmern eine veränderte strategische Ausrichtung der Gebotslegung nach sich ziehen. Vor allem Betreiber grenzkostenfreier Erzeugungsanlagen werden in diesem Fall deutlich höhere Gebote abgeben müssen, um eine Deckung ihrer langfristigen Gestehungskosten zu gewährleisten. Allerdings werden auch die Gebote von Kraftwerken mit hohen variablen Kostenanteilen ansteigen, da auch sie versuchen werden, eine Vollkostendeckung mittels ihrer abgegebenen Gebote zu erzielen. Unter der Annahme rationaler Handelsvorgänge werden somit alle Stromanbieter Gebote in der Day-Ahead-Auktion platzieren, die mindestens eine Deckung ihrer jeweiligen Vollkosten sicherstellen. Darüber hinaus besitzen vor allem Marktteilnehmer mit großen Angebotsmengen im Vergleich zu Anbietern kleinerer Stromportfolios durch die *Pay-as-bid* Charakteristik einen Anreiz, mittels spekulativ hoher Gebote zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften. So können diese zum einen aufgrund umfassender Marktinformationen bessere Prognosen hinsichtlich des zu erwartenden Räumungspreises abgeben und zum anderen ein größeres Risiko eingehen, bei einem zu hohen Gebot nicht eingesetzt zu werden (vgl. Grimm et al. 2008, 151).

In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass die Annahme einer Gebotslegung, welche die gesamten Gestehungskosten berücksichtigt, ausschließlich für eine isolierte Betrachtung gültig ist. So haben zum Beispiel regelbare, erneuerbare Kraftwerke die Möglichkeit

zusätzliche Erlöse auf weiteren Strommärkten – wie dem börslichen Terminmarkt oder dem OTC-Markt – zu generieren und sind somit nicht zwangsläufig auf Spotmarktgebote angewiesen, die ihre gesamten Kosten decken. Allerdings können sich Betreiber fluktuierender Erzeugungsanlagen unter der Annahme unveränderter Marktstrukturen und -regeln in Deutschland bislang nur bedingt über den Termin-, Regelenergie- oder OTC-Markt finanzieren (vgl. Kapitel 3.3). Infolgedessen müssen in erster Linie Anbieter von Wind- und Photovoltaikenergie eine Vollkostendeckung am Spotmarkt erzielen.

Da das eigene Gebot die potenzielle Vergütung für die jeweilig angebotene Strommenge determiniert, werden Stromanbieter versuchen, den höchstmöglichen Preis zu verlangen, der sie gerade noch dazu qualifiziert, einen entsprechenden Teil der Nachfrage zu decken. Demzufolge sind vermutlich Betreiber großer Erzeugungsanlagen – konventioneller Großkraftwerke aber auch großer Offshore-Windparks – in der Lage, Gebotspreise deutlich oberhalb der zugrunde liegenden Vollkosten abzugeben. Dies wiederum könnte langfristig dazu führen, dass sich Anbieter kleinerer Strommengen – somit auch Betreiber dargebotsabhängiger Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen – möglicherweise an diesen überhöhten Geboten orientieren und infolgedessen eine Spirale ansteigender Gebotspreise am Spotmarkt entsteht (vgl. Nielsen et al. 2011, 4441).

Als Konsequenz eines veränderten Gebotsverhaltens der Marktteure gilt die charakteristische Einsatzreihenfolge der verfügbaren Erzeugungsleistungen am Spotmarkt nicht mehr zwangsläufig. Insbesondere Betreiber dargebotsabhängiger Kraftwerke, die aufgrund vernachlässigbarer Grenzkosten zuvor prioritär zur Lastdeckung eingesetzt worden sind, können im Fall einer *Pay-as-bid* Auktion nicht davon ausgehen, in jedem Fall zu den Auktionsgewinnern zu gehören. Unter der Annahme zukünftig sinkender Gestehungskosten erneuerbarer Energien sowie steigender Brennstoff- und CO₂-Kosten für konventionelle fossile Kraftwerkstechnologien, könnte die grundsätzliche Gebotsreihenfolge bzw. die aggregierte Angebotskurve tendenziell eine vergleichbare Charakteristik aufweisen. Allerdings führen bei einer *Pay-as-bid* Auktion vor allem Unsicherheiten hinsichtlich einer potenziellen Marktmachtausübung und einer strategischen Gebotslegung anderer Marktteilnehmer zu der Gefahr, trotz wettbewerbsfähiger Gebote bzw. Gestehungskosten nicht berücksichtigt zu werden. Da große Marktteilnehmer in der Regel einen größeren Spielraum zur Spekulation besitzen, erhöht sich vor allem das Ausführungsrisiko für kleinere Stromanbieter, die in einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien allerdings einen nicht zu vernachlässigenden Teil des Stromangebotes stellen. Bei einer *Pay-as-bid* Auktion

erzielen daher in erster Linie Marktteilnehmer mit einem geringen Stromangebot im Vergleich zu Akteure mit einem großen verfügbaren Stromangebot niedrigere Profite als bei einer Einheitspreis-Auktion (vgl. Nielsen et al. 2011, 4437).

Durch die Einführung einer *Pay-as-bid* Auktion verändern sich vor allem die strategischen Voraussetzungen für eine Vollkostendeckung fluktuierender Kraftwerkstechnologien. Während eine grenzkostenbasierte Preissetzung im Day-Ahead-Handel impliziert, dass Windenergie- und Photovoltaikanlagen vorrangig einspeisen bzw. eingesetzt werden, müssen diese bei einem *Pay-as-bid* Auktionsverfahren damit rechnen, deutlich weniger Volllaststunden im Jahr zu erreichen. So könnte ein potenzieller Anstieg der Gebotspreise zu einer starken Zunahme des Stromimportes von externen Märkten und infolgedessen zu einer sinkenden Windenergie- und Solarstromproduktion führen (vgl. Nielsen et al. 2011, 4441 f.). Demnach nimmt durch eine Gebotslegung, die sich nicht an den eigenen Grenzkosten orientiert, insbesondere für Betreiber grenzkostenfreier Kraftwerke das finanzielle Risiko zu, in Stundenintervallen mit hohen Spotmarktpreisen durch Stromanbieter von angeschlossenen Märkten unterboten zu werden. Vor dem Hintergrund eines Ausbaus des grenzüberschreitenden Stromhandels in Europa und einer theoretisch flexiblen Anpassung des Stromimportes an hohe Spotmarktpreise im Inland, besteht für fluktuierende Erzeugungsanlagen daher ein hohes Risiko, ihre erzeugte Energie in einer *Pay-as-bid* Auktion für Stundenkontrakte nicht fortlaufend bzw. ununterbrochen vermarkten zu können. Für Anbieter großer Mengen dargebotsabhängiger Energie – wie zum Beispiel die Offshore-Windenergie – besteht zusätzlich die Gefahr, im Fall strategisch hoher Gebote durch infolgedessen ansteigende Stromimporte nicht zur Lastdeckung eingesetzt zu werden.

Eine Abschaffung der bestehenden Regeln zur Bildung einheitlicher Markträumungspreise im Day-Ahead-Handel bedeutet zugleich die unmittelbare Vermeidung des preissenkenden Merit-Order-Effektes infolge der Einspeisung grenzkostenfreier Erzeugungsanlagen. *Pay-as-bid* Gebote führen in diesem Zusammenhang zu veränderten Auswirkungen erneuerbarer Energien für die resultierenden Marktpreise am Spotmarkt der Strombörse. Ob jedoch eine derart veränderte Preissetzung für Spotmarktgeschäfte im Hinblick auf eine reduzierte Anzahl an Volllaststunden tatsächlich ein erhöhtes Erlöspotenzial für Anbieter fluktuierender Energien bereitstellt, bedarf vor allem einer spezifischen, quantitativen Analyse für das deutsche Elektrizitätssystem. Hierbei muss zum einen die weitere Entwicklung der Kraftwerksparkstruktur berücksichtigt werden, die in beiden Fällen – Einheitspreis-Auktion und *Pay-as-bid* Auktion – einen erheblichen Einfluss auf das ermittelte Preisniveau besitzt.

Außerdem müssen die komplexen Wechselwirkungen mit alternativen Vertriebsmöglichkeiten des Großhandelsmarktes hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf eine Vollkostendeckung der erneuerbaren Stromgestehung überprüft werden. Eine vergleichbare Simulation des dänischen Spotmarktes¹⁸ von *Nielsen et al.* führte allerdings zu dem Ergebnis, dass eine grenzkostenbasierte Preissetzung insbesondere für fluktuierende Erzeugungsanlagen höhere Einnahmen gewährleistet als ein *Pay-as-bid* Auktionsverfahren (vgl. 2011, 4443).

5.1.3 BEWERTUNG

Im Folgenden werden die qualitativen Auswirkungen eines Marktsystems mit einer *Pay-as-bid* Preissetzung am Spotmarkt für die erneuerbare Erzeugungsstruktur anhand der in Kapitel 4 vorgestellten Kriterien bewertet. In Tabelle 5 sind hierzu relevante, theoretische Merkmale eines *Pay-as-bid* Auktionsverfahrens für die Anwendung am Day-Ahead-Markt der Strombörse in einer Übersicht dargestellt.

Tabelle 5 Theoretische Merkmale einer Pay-as-bid Preissetzung

Merkmale einer Pay-as-bid Preissetzung
<ul style="list-style-type: none">▪ Gebotslegung orientiert sich an einer Deckung der langfristigen Gestehungskosten▪ Gebotspreise fluktuierender Erzeugungsanlagen steigen deutlich▪ Merit-Order-Effekt infolge grenzkostenfreier Stromerzeugung wird verhindert▪ Anbieter großer Strommengen haben einen Anreiz zur Abgabe strategisch hoher Gebote▪ Stromimport von externen Märkten in Zeitintervallen mit sehr hohen Marktpreisen▪ Gefahr einer sinkenden Anzahl an Volllaststunden für fluktuierende Erzeugungsanlagen

Quelle: eigene Darstellung

5.1.3.1 Langfristige Planungssicherheit

Zusätzlich zu einer Vermarktung über den Spotmarkt können Stromanbieter weiterhin alternative Vertriebswege wie den Regelenenergiemarkt, den OTC-Markt oder den börslichen Terminhandel nutzen, um die für eine Vollkostendeckung notwendigen Erlöse zu erzielen. Unter der Annahme beständiger Marktregeln und Handelsstrukturen hat eine veränderte Preissetzung am Spotmarkt der Strombörse diesbezüglich keine direkte Auswirkung auf den Aspekt einer langfristigen Planungssicherheit. Jedoch bietet die aktuelle Ausgestaltung

¹⁸ Die Strombörse NASDAQ OMX Commodities Europe – ehemals Nord Pool – deckt u.a. den dänischen Strommarkt ab. Der Anteil fluktuierender Energien an der Stromproduktion in Dänemark lag im Jahr 2009 bei etwa 30 Prozent und soll in Zukunft deutlich ansteigen (vgl. Nielsen et al. 2011, 4434 ff.).

des Marktdesigns insbesondere für Betreiber dargebotsabhängiger Kraftwerke bislang keine geeignete Möglichkeit für einen langfristig wettbewerbsfähigen Vertrieb des erzeugten Stroms auf den deutschen Strommärkten (vgl. Kapitel 3.3). Demnach müsste für eine verbesserte Voraussicht auf erzielbare Einnahmen fluktuierender Erzeugungsanlagen in erster Linie die Preissetzung am Spotmarkt – in diesem Fall mittels *Pay-as-bid* – sowohl für prognostizierbare Marktpreise als auch für eine verlässliche Kraftwerkseinsatzplanung sorgen. Beide Aspekte müssen jedoch aufgrund der inhärenten Struktur eines *Pay-as-bid* Auktionsverfahrens in Frage gestellt werden. So führt der Anreiz, durch eine spekulative Gebotslegung hohe Gewinne erzielen zu können, zusammen mit der grundlegenden Orientierung des Gebotsverhaltens an einem Erwartungswert zu einer tendenziell unsicheren Entwicklung der Spotmarktpreise. Zudem verursachen steigende Stromimporte von angeschlossenen Märkten in Zeitintervallen mit hohen Spotmarktpreisen insbesondere für fluktuierende Erzeugungsanlagen keine geeigneten Rahmenbedingungen für eine optimale Kraftwerkseinsatzplanung. Aufgrund dieser Unsicherheiten hat ein *Pay-as-bid* Auktionsverfahren zur Versteigerung von Stundenkontrakten am Spotmarkt sehr wahrscheinlich keinen positiven Einfluss bezüglich einer hinreichend langfristigen Planbarkeit potenzieller Einnahmen für fluktuierende Kraftwerkstechnologien auf den deutschen Strommärkten.

5.1.3.2 Vollkostendeckung

Damit Anbieter erneuerbarer Energien unter der Annahme rationaler Gebote erfolgreich an einer *Pay-as-bid* Auktion teilnehmen können, müssen in erster Linie die langfristigen Stromgestehungskosten wettbewerbsfähig sein. Diese Forderung kann angesichts zukünftig sinkender Gestehungskosten regenerativer Kraftwerke und gleichzeitig steigender Brennstoff- und CO₂-Kosten für fossile Erzeugungstechnologien als durchaus realistisch betrachtet werden (vgl. DLR et al. 2012). Da zudem die Gebotspreise der Marktteilnehmer bei einer *Pay-as-bid* Preissetzung mindestens die jeweiligen Kosten decken, ist theoretisch eine Vollkostendeckung der erneuerbaren Stromerzeugung möglich. Allerdings werden fluktuierende Erzeugungsanlagen bei einem *Pay-as-bid* Auktionsverfahren am Spotmarkt der Strombörse nicht mehr vorrangig zur Lastdeckung eingesetzt, sondern erreichen aufgrund günstigerer Stromimporte oder fehlerhafter Prognosen des zu erwartenden Räumungspreises unter Umständen deutlich weniger Volllaststunden, als bei einer grenzkostenorientierten Preissetzung (vgl. Nielsen et al. 4441 ff.). Primär Kraftwerke mit dominierenden fixen Kostenanteilen und vernachlässigbaren Grenzkosten – somit in erster Linie fluktuierende Windenergie- und Photovoltaikanlagen – sind jedoch auf eine hohe Anzahl an

Volllaststunden zur Finanzierung der Kraftwerksinvestition angewiesen. Infolgedessen ist eine grenzkostenorientierte Preisfindung voraussichtlich insbesondere für fluktuierende Erzeugungstechnologien vorteilhaft (vgl. Nielsen et al. 2011, 4443). Unter den Anbietern erneuerbarer Energien profitieren zudem lediglich große Offshore-Windparks von der Möglichkeit, durch Spekulation höhere Erlöse als bei einer Einheitspreis-Auktion erzielen zu können. Jedoch ist angesichts einer von fixen Kosten dominierten Kostenstruktur das finanzielle Risiko, bei einem zu hohen Gebotspreis nicht zur Lastdeckung eingesetzt zu werden, für einen Betreiber einer Offshore-Windenergieanlage deutlich größer, als für einen Betreiber eines konventionellen Kraftwerkes gleicher Leistungsdimension. Einer relativ kleinen Steigerung des Erlöspotenzials steht somit ein hohes Verlustrisiko gegenüber. Demnach führt eine *Pay-as-bid* Preissetzung in der Regel zu einer Benachteiligung fluktuierender Technologien und zugleich zu einer Bevorteilung von Kraftwerken mit hohen variablen Kostenanteilen. Letztendlich bietet ein Marktsystem mit einem *Pay-as-bid* Auktionsverfahren am Spotmarkt der Strombörse wahrscheinlich keine Gewährleistung einer Vollkostendeckung der dargebotsabhängigen Stromgestehung.

5.1.3.3 Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize

Eine *Pay-as-bid* Preissetzung besitzt keinen direkten Zusammenhang mit einer verbesserten Vorhersagbarkeit langfristig erzielbarer Erlöse am Spotmarkt der Strombörse. In der Theorie führt eine strategische Gebotsausrichtung der teilnehmenden Akteure überdies zu einer hohen Unsicherheit bezüglich der Entwicklung zu erwartender Räumungspreise. Infolgedessen besitzen *Pay-as-bid* Auktionen tendenziell keinen positiven Einfluss auf die zeitbezogene Anreizung von Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen.

Eine individuelle Marktpreisfindung beeinflusst unmittelbar die ortspezifische Ansiedlung von Kraftwerken. So bedingt eine heterogene Vergütung zwangsläufig eine monetäre Bewertung standortspezifischer Rahmenbedingungen. Fluktuierende Erzeugungsanlagen, denen ein ungeeignetes meteorologisches Dargebot zur Verfügung steht oder deren Standortanforderungen mit hohen Kosten verbunden sind, werden in diesem Fall aufgrund einer Vergütung nach dem *Pay-as-bid* Prinzip unter Umständen zeitweise nicht zur Lastdeckung eingesetzt. Infolgedessen könnte eine Clusterbildung dargebotsabhängiger Kraftwerke an günstigen Standorten angesichts notwendiger Infrastrukturmaßnahmen hohe Systemkosten verursachen. Insbesondere bietet eine *Pay-as-bid* Preissetzung am Spotmarkt keine spezifischen Maßnahmen, Erzeugungsleistungen innerhalb eines Versorgungsgebietes zweckmäßig zu steuern. Demnach führt ein Marktsystem mit einem *Pay-as-bid* Auktionsverfahren

am Day-Ahead-Markt der Strombörse sehr wahrscheinlich nicht zur Bereitstellung geeigneter zeit- bzw. ortsbezogener Investitionsanreize in erneuerbare Kraftwerkstechnologien.

5.1.3.4 Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen

Der viel diskutierte Aspekt, das Strompreisniveau für Endverbraucher durch geringere Beschaffungskosten infolge einer Umstellung von Einheitspreis- auf *Pay-as-bid* Auktionen am Day-Ahead-Markt zu senken, konnte wissenschaftlich bislang nicht belegt werden (vgl. Tierney et al. 2008, 20). Dessen ungeachtet beeinflusst eine veränderte Preissetzung am Spotmarkt die Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen auf den Strommärkten. So hat eine gebotsbezogene Vergütung versteigerter Stundenkontrakte weitreichende Auswirkungen auf die zugrunde liegende Transparenz der Marktvorgänge. Für eine Gebotslegung, die sowohl einen optimalen Erlös garantiert als auch den Kraftwerkseinsatz gewährleistet, sind umfangreiche Informationen über die Marktstruktur sowie potenzielle Wettbewerber notwendig. Vor allem kleine Akteure können daher nicht mehr lediglich auf Basis ihrer eigenen Kosteninformationen am Markt agieren, sondern müssen mit erheblichen Informationsbeschaffungskosten rechnen. Zudem haben in einer *Pay-as-bid* Auktion vor allem Betreiber großer Erzeugungseinheiten die Möglichkeit, mittels Spekulation ihre Einnahmen zu steigern. In Erwartung, dass ihre Kraftwerkskapazitäten zeitweise zur Lastdeckung benötigt werden, könnten beispielsweise strategisch hohe Gebotspreise zu einem erhöhten Erlöspotenzial führen. Allerdings besitzt eine erneuerbare Erzeugungsstruktur neben einer vielfältigen Eigentümerstruktur in erster Linie deutlich kleinere Erzeugungseinheiten als ein Elektrizitätssystem mit konventionellen Großkraftwerken. In diesem Zusammenhang profitieren angesichts großer Kraftwerksleistungen zukünftig vor allem Offshore-Windparks von einer theoretisch möglichen Marktmachtausübung bei einer *Pay-as-bid* Preissetzung im Day-Ahead-Handel. Demzufolge sind für Offshore-Windenergieanlagen nach einer Modellrechnung höhere Erlöse als bei einer grenzkostenorientierten Preissetzung möglich (vgl. Nielsen et al. 2011, 4442). Letztlich führen *Pay-as-bid* Auktionen in einem System mit vielen kleinen Marktakteuren zu der Gefahr, dass vor allem wenige große Stromanbieter überproportional profitieren. Zudem ist die grundsätzlich hohe Wahrscheinlichkeit der Marktmachtausübung bei einer *Pay-as-bid* Preisfindung nicht mit dem Grundsatz eines fairen Wettbewerbs vereinbar (vgl. Grimm et al. 2008, 150 f.; Tierney et al. 2008, 20). Ein *Pay-as-bid* Auktionsverfahren zur Versteigerung von Stundenkontrakten am Spotmarkt bietet daher wahrscheinlich keine geeigneten Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen in einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien.

5.1.3.5 Integrationstiefe und Komplexität des Marktsystems

Eine Veränderung der Preissetzung am Spotmarkt der Strombörse stellt vordergründig eine unkomplizierte Anpassung des bestehenden Marktsystems dar. Insbesondere werden die spezifischen Vorgänge und Regeln auf interdependenten Handelsplätzen – wie beispielsweise dem Regelenenergie-, OTC- oder Terminmarkt – nicht direkt beeinflusst. Jedoch führt eine *Pay-as-bid* Preissetzung für Spotmarktgeschäfte indirekt zu der Problematik eines fehlenden, eindeutigen Referenzpreises auf den angeschlossenen Strommärkten (vgl. Grimm et al. 2008, 151). Als Konsequenz gilt die Arbitragefreiheit für das Preisniveau auf den deutschen Strommärkten nicht mehr uneingeschränkt bzw. wird durch Intransparenz verhindert. Die weiteren Wechselwirkungen zwischen den Teilmärkten im Stromgroßhandel sind daher nur schwer zu prognostizieren. Zudem stellt sich die Problematik, inwieweit die Nachfrageseite in die Preisfindung miteinbezogen werden kann. So bedarf es für die Anwendung eines *Pay-as-bid* Auktionsverfahrens in einem zweiseitigen Markt, in dem sowohl Anbieter als auch Nachfrager Gebotspreise abgeben dürfen, einer komplexen, spezifischen Auktionsgestaltung (vgl. Grimm et al. 2008, 151). In diesem Zusammenhang führt eine Anpassung des aktuellen Marktdesigns in Form einer *Pay-as-bid* Preissetzung am Spotmarkt wahrscheinlich zu einer erhöhten Komplexität in einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien.

5.1.3.6 Übersicht der Bewertungsergebnisse

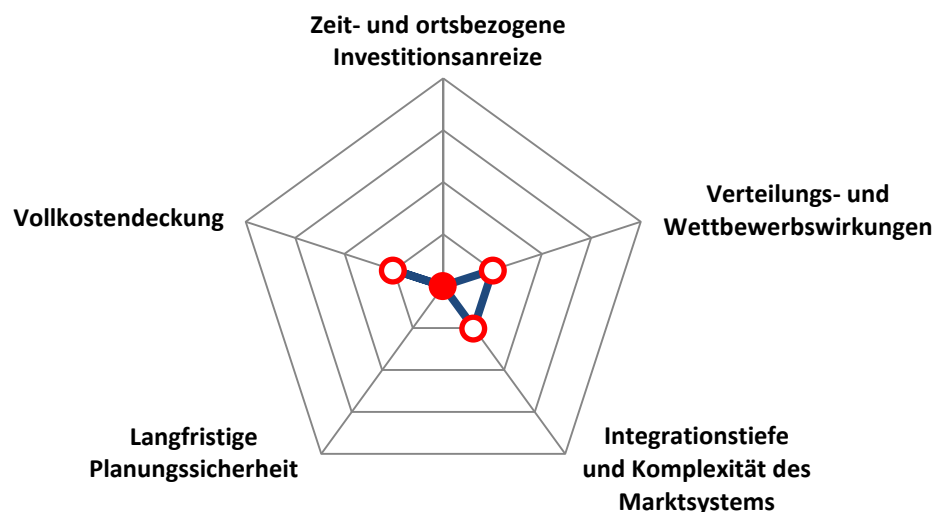


Abbildung 18 Bewertung einer Veränderung der Preissetzung am Spotmarkt

Quelle: eigene Darstellung

In Abbildung 18 ist die Bewertung einer *Pay-as-bid* Preissetzung im Day-Ahead-Handel am Spotmarkt der Strombörse hinsichtlich der in Kapitel 4 definierten Kriterien in Form

eines Netzdiagramms zusammenfassend dargestellt. Demnach besitzt ein *Pay-as-bid* Auktionsverfahren sehr wahrscheinlich keinen positiven Einfluss bezüglich zeit- und ortsbezogener Investitionsanreize in die regenerative Erzeugungsstruktur sowie einer langfristigen Planungssicherheit für potenzielle Investoren dargebotsabhängiger Kraftwerke. Zudem können durch *Pay-as-bid* Spotmarktauktionen in einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien wahrscheinlich weder eine Vollkostendeckung der Stromgestehung, noch effiziente Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen sowie eine geeignete Komplexität des Marktsystems gewährleistet werden.

5.2 Zubau von Stromspeichern

In Verbindung mit einer Marktintegration erneuerbarer Energien werden geeignete Fördermaßnahmen für den Ausbau von Stromspeichern in Deutschland immer wieder kontrovers diskutiert. Die Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus im Rahmen des EEG ist eines von vielen theoretischen Konzepten aus der jüngeren Vergangenheit, um fluktuierende Erzeugungsanlagen in geeigneter Weise mit Speichern zu flankieren. Sogenannte regenerative Kombikraftwerke sollen hierbei mittels ihrer Fähigkeit, Strom sowohl erzeugen als auch speichern zu können, dargebotsabhängige Energie bedarfsgerecht in das Übertragungsnetz einspeisen (vgl. Consentec und r2r 2010, 3). Ein Marktsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien erhält durch den Zubau von Stromspeichern prinzipiell eine regelbare Charakteristik der Stromerzeugung, ähnlich derjenigen eines Elektrizitätssystems auf Basis konventioneller Kraftwerke. Auch die Bundesregierung strebt in ihrem Energiekonzept langfristig einen Ausbau von Speicherkapazitäten an. Zu diesem Zweck sollen bestehende Potenziale von Pumpspeicherkraftwerken erschlossen und sowohl die Förderung regelbarer Biogasanlagen als auch die Erforschung neuer Speichertechnologien intensiviert werden (vgl. BMWi 2010, 21). Ein Zubau von Stromspeichern steht in direkter Verbindung mit dem Paradigma der Nicht-Speicherbarkeit von Elektrizität und stellt grundsätzlich eine Gestaltungsoption dar, deren Ursprung in der intermittierenden Einspeisecharakteristik fluktuierender Technologien liegt. Stromspeicher sind in der Lage, elektrische Energie mithilfe vielfältiger Umwandlungsprozesse in eine andere Energieform über einen signifikanten Zeitraum zu speichern, um Schwankungen von Erzeugung und Nachfrage geeignet auszugleichen. In diesem Zusammenhang verfolgen derzeit u.a. die nachfolgend genannten Ansätze dasselbe Ziel, zeitweilig überschüssige Strommengen dargebotsabhängiger Kraftwerke nutzbar zu machen (vgl. SRU 2011, 155).

- Zubau von Stromspeichersystemen
- Aufbau eines großräumigen (europäischen) Stromnetzverbundes
- Einsatz regelbarer erneuerbarer Erzeugungstechnologien
- Flexible Lastverschiebungen bzw. DSM-Maßnahmen

Speichertechnologien unterscheiden sich u.a. durch technische Betriebsparameter, wie Speicherkapazität, Wirkungsgrad und Lebensdauer sowie durch die zugrunde liegende elektrische, elektrochemische oder mechanische Speicherform (vgl. SRU 2011, 156 ff.). Einsatzbereich und wirtschaftliches Potenzial variieren dabei je nach Speicherkosten zum Teil stark. Im Folgenden werden die Auswirkungen eines Zubaus von Speichersystemen für die deutschen Strommärkte untersucht. Hierbei sind qualitative Effekte für die Marktpreisbildung unabhängig von technologiespezifischen Konzepten. Abschließend werden theoretische Merkmale eines Marktsystems mit hohen Anteilen installierter Speicherkapazitäten anhand der in Kapitel 4 vorgestellten Kriterien hinsichtlich einer Bereitstellung von Investitionsanreizen in die erneuerbare Erzeugungsstruktur bewertet.

5.2.1 THEORETISCHE GRUNDLAGEN VON STROMSPEICHERKONZEPTEN

Speicheranlagen beeinflussen grundsätzlich in ähnlicher Weise die Residuallast bzw. die Preisbildung auf den Strommärkten, wie die bereits dargelegte Nachfrageflexibilisierung mittels DSM-Maßnahmen (vgl. Kapitel 3.3). Der zugrunde liegende Ansatz besteht darin, einen Ausgleich zwischen einer hohen Residuallast mit einem geringen fluktuierenden Stromangebot und einer niedrigen Residuallast mit einem hohen fluktuierenden Stromangebot herzustellen. Theoretisch bewirkt die Marktteilnahme hinreichender Speicherkapazitäten demzufolge eine Charakteristik von Angebot und Nachfrage, die mit der eines Marktsystems auf Basis konventioneller, regelbarer Kraftwerke vergleichbar ist.

Ein Zubau von Stromspeichern besitzt langfristig das Ziel, die Versorgungssicherheit in einem Elektrizitätssystem zu gewährleisten. Jedoch beeinflussen Speicherkapazitäten vor allem kurz- und mittelfristig die gleichgewichtigen Marktpreise am Großhandelsmarkt. Hohe Marktpreisunterschiede – sogenannte *Spreads* – innerhalb eines für den Speichereinsatz relevanten Zeitraums¹⁹, bilden im Wesentlichen die Grundlage für einen wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen zur Stromspeicherung (vgl. Gatzert 2008, 214). So dienen die

¹⁹ Je nach Speichertechnologie kann in der Regel zwischen Kurzzeitspeichern, Langzeitspeichern und Elektrochemischen Speichern mit verschiedenen technisch und wirtschaftlich realisierbaren Speicherdauern und Entladezeiten unterschieden werden (vgl. Pehnt und Höpfner 2009, 1 ff.).

Preise bzw. hohen Preisspannen auf den Strommärkten *ex-ante* zur Begründung für die Existenz eines Stromspeichers bzw. die Marktteilnahme von Speicherbetreibern. Zusätzliche Speicherkapazitäten am Markt beeinflussen allerdings das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage und somit die Strompreisbildung am Großhandelsmarkt. Infolgedessen verändern sich die Marktpreise und bestimmen *ex-post* die Deckungsbeiträge der Speicherkraftwerke. Die einhergehende Veränderung der Erlösmöglichkeiten auf den Strommärkten führt letztlich zu Auswirkungen für alle Stromanbieter und demzufolge zu veränderten Rahmenbedingungen für eine Vollkostendeckung erneuerbarer Erzeugungsanlagen sowie inhärenter Anreize zur Errichtung dargebotsabhängiger Kapazitäten.

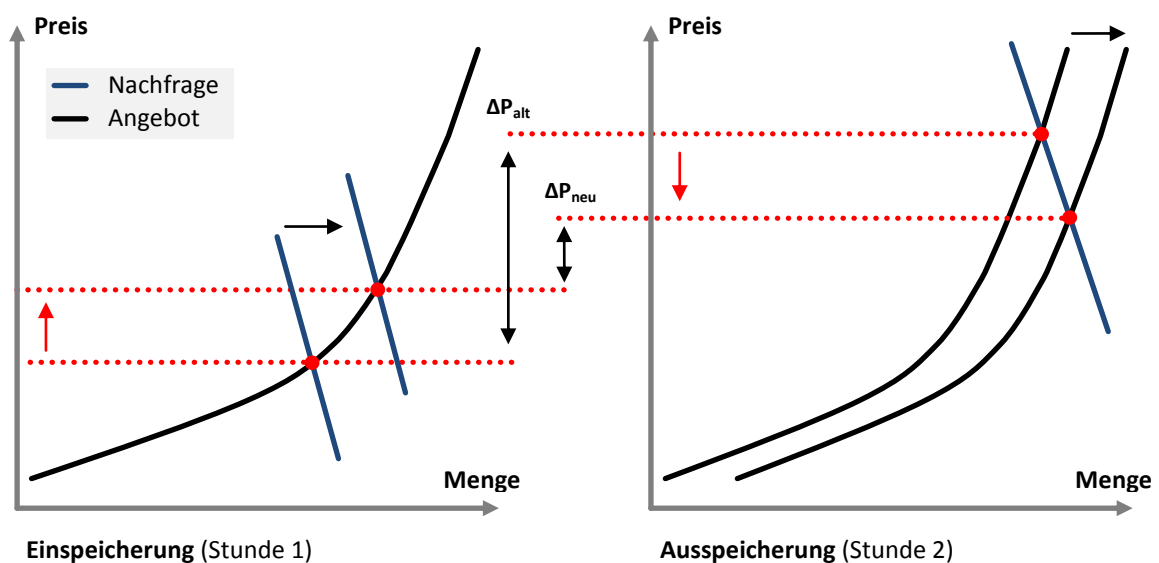


Abbildung 19 Marktpreiseffekte durch die Marktteilnahme von Speicherkapazitäten

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Ehlers 2011, 113

In Abbildung 19 sind die grundlegenden theoretischen Marktpreiseffekte durch die Teilnahme von Stromspeichern am Großhandelsmarkt für Strom schematisch dargestellt. Unter der Annahme eines vorgegebenen Angebotes elektrischer Energie, führt das Einspeichern einer Speicheranlage zu einer Erhöhung der Nachfrage und infolgedessen zu einem Anstieg der Marktpreise für elektrische Energie (vgl. Ehlers 2011, 113). Anbieter von Speicherkapazitäten werden ihre Gebote für den Ankauf elektrischer Energie hierzu strategisch an einer zu erwartenden niedrigen Last bzw. niedrigen Marktpreisen ausrichten. Im Hinblick auf ein Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien entspricht das in der Regel einer Marktsituation mit hoher dargebotsabhängiger Stromeinspeisung. Das Ausspeichern einer Speicheranlage bewirkt dagegen eine entsprechende Erhöhung des Angebotes am Markt. Als Folge sinken bei einer vorgegebenen Nachfrage die gleichgewichtigen Marktpreise für elektrische Energie (vgl. Ehlers 2011, 113). Anlagenbetreiber

setzen ihre Speicherleistungen in diesem Fall im Hinblick auf eine zu erwartende hohe Last bzw. hohe Marktpreise ein. In einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien tritt dies vor allem in Stundenintervallen mit geringer dargebotsabhängiger Stromeinspeisung auf. Das Zusammenspiel von Speicherbetrieb bei niedrigen Preisen und Ausspeicherbetrieb bei hohen Preisen führt daher theoretisch zu geringeren maximalen *Spreads* der Marktpreise für Strom (vgl. Abbildung 19).

Die quantitativen Marktpreiseffekte von Speicherkapazitäten sind allerdings von einer Vielzahl an Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen abhängig. So erfolgt die prinzipielle Einsatzplanung eines Stromspeichers auf Basis von *ex-ante* Preis- und Lastinformationen und kann im Fall eines analogen Vorgehens hinreichend vieler Speicherbetreiber zu einer Verstärkung der Marktpreiseffekte und infolgedessen zu geringen Deckungsbeiträgen für alle Speichereinrichtungen führen (vgl. Ehlers 2011, 112). Im Extremfall entsteht, analog zu der fiktiven Situation einer maximalen Flexibilität der Nachfrage infolge von DSM-Maßnahmen, ein uneingeschränkter Ausgleich zeitlich schwankender Marktpreise bzw. eine konstante Residuallast (vgl. Kapitel 3.3). Zusätzlich zu der unsicheren Konkurrenzsituation für Betreiber von Speichereinrichtungen, besitzt das zugrunde liegende Stromangebot innerhalb eines Versorgungsgebietes einen erheblichen Einfluss auf die erzielbaren Deckungsbeiträge von Stromspeichern. So ist ein konvexer Verlauf der Merit-Order mit möglichst großer Steigung bei hoher Nachfrage essentiell für eine kalkulierbare Preisbeeinflussung sowie letztlich für positive Erlöse einer Stromspeicherung. Vor dem Hintergrund einer sich wandelnden Kraftwerksparkstruktur und einer fortschreitenden Berücksichtigung externer Kosten der konventionellen Stromerzeugung, stellt die hohe Preiselastizität des Angebotes auf den Strommärkten einen bedeutenden Einflussfaktor für das Konzept der Stromspeicherung dar (vgl. Gatzert 2008, 56 f.). Nicht zuletzt unerwartete Lastveränderungen können das Marktgleichgewicht erheblich beeinflussen und somit die Einsatzplanung von Stromspeichern mit einem Risiko belasten.

Angesichts einer veränderten Charakteristik der Marktpreise für Strom beeinflusst ein Zubau von Speicherkapazitäten die Erlössituation von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Deutschland. So führen Zeitintervalle mit hoher dargebotsabhängiger Stromerzeugung durch den Einspeisevorrang in der Regel zu einer niedrigen Residuallast und somit zu Marktzuständen, in denen Speicherbetreiber elektrische Energie ankaufen bzw. einspeichern. Im Rahmen einer isolierten Betrachtung stellen Stromspeicher für Anbieter fluktuierender Energien demnach reine Endverbraucher dar und verbessern deren

Vermarktungsposition. Ein Speicherzubau könnte somit theoretisch eine wettbewerbliche Finanzierung fluktuierender Energien auf den Strommärkten positiv beeinflussen.

5.2.2 QUALITATIVE AUSWIRKUNGEN FÜR DIE DEUTSCHEN STROMMÄRKTE

Inwiefern ein Zubau von Stromspeichern die Erlösmöglichkeiten erneuerbarer Erzeugungsanlagen auf den deutschen Strommärkten tatsächlich verbessern kann, ist in erster Linie von den resultierenden Marktpreisen für elektrische Energie abhängig. In diesem Zusammenhang werden im Weiteren qualitative Effekte eines Einsatzes von Speicherkapazitäten auf die Preisbildung am Spotmarkt der Strombörse untersucht. Insbesondere der theoretische Aspekt einer Erhöhung der Marktpreise elektrischer Energie in Zeitintervallen mit hoher dargebotsabhängiger Stromeinspeisung bedarf hierzu einer detaillierten Betrachtung. Darüber hinaus wird das grundsätzliche Potenzial regenerativer Kombikraftwerke für eine wettbewerbliche Finanzierung fluktuierender Energien untersucht.

Sowohl Erzeugung als auch Last können das Angebot bzw. die Nachfrage von Erzeugungsleistungen am Markt verändern und infolgedessen den Mechanismus zur Preisbildung am Spotmarkt der Strombörse im tageszeitlichen Verlauf stark beeinflussen. Stromspeicher wiederum sind in der Lage durch Ein- und Ausspeicherung beiderseits Last und Erzeugung bzw. Stromangebot und -nachfrage auf den Strommärkten zu verändern. Wobei deren wirtschaftlicher Anreiz zur Marktteilnahme mit der Existenz hinreichend hoher Marktpreisspannen verbunden ist. So ist der Einsatz von Stromspeichern unter Vernachlässigung von Betriebskosten genau dann rentabel, wenn die Differenz der Marktpreise zwischen Ein- und Ausspeicherzeitpunkt größer als der Wirkungsgradverlust der Speicheranlage ist (vgl. dena 2010, 100). Demnach bieten Situationen mit sehr niedrigen oder negativen Strompreisen am Spotmarkt der EEX, die infolge hoher fluktuierender Einspeisung bei gleichzeitig schwacher Last entstehen, günstige Bedingungen für die Einspeicherung bzw. den Ankauf von Strom. Vor allem aufgrund einer steigenden dargebotsabhängigen Windenergieeinspeisung hat die Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen am Day-Ahead- und Intraday-Markt der EEX in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen (vgl. dena 2010, 101 f.). In der Theorie führt ein Zubau von Stromspeichern zu einem ausgeglichenen Residuallastverlauf und erhöht folglich tendenziell die Nachfrage in Schwachlastzeiten. Situationen mit sehr niedrigen oder negativen Spotmarktpreisen werden daher bei hohen Anteilen an Speicherkapazitäten merklich abnehmen. Dies hat in erster Linie Konsequenzen für Anbieter dargebotsabhängiger Energien, da das Marktvolumen in Zeitintervallen mit schwacher Residuallast hauptsächlich aus Strommengen fluktuierender

Windenergie- und Photovoltaikanlagen besteht. Betreiber dargebotsabhängiger Kraftwerke profitieren demnach von einer Lastglättung durch Stromspeicher und der einhergehenden Dämpfung sehr niedriger und negativer Strompreise am Spotmarkt (vgl. dena 2010, 103).

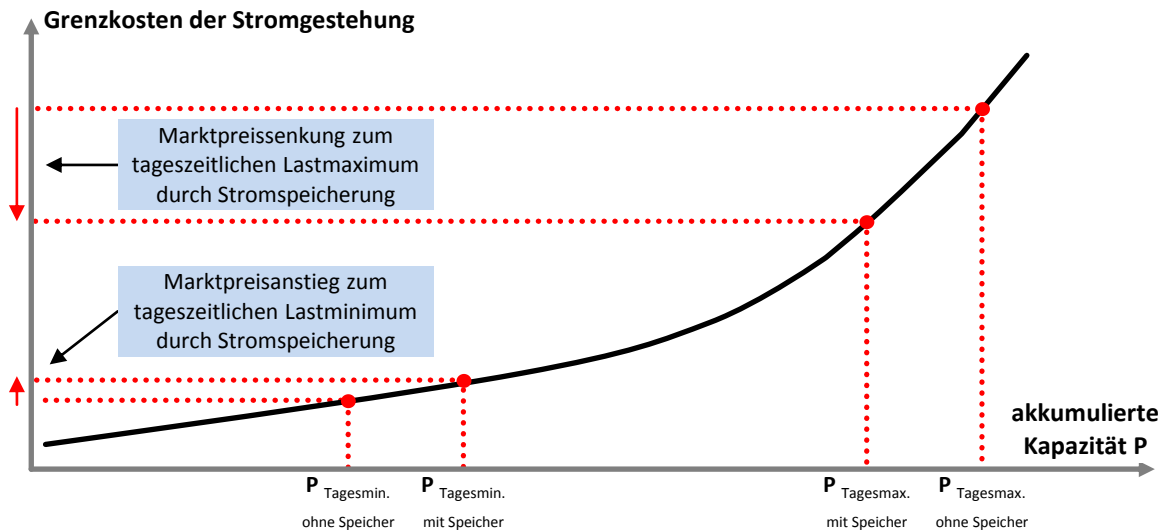


Abbildung 20 Entwicklung der Spotmarktpreise durch den Zubau von Stromspeichern

Quelle: eigene Darstellung, vgl. dena 2010, 101

Abbildung 20 zeigt schematisch, wie sich die Marktpreise durch das Zusammenspiel von Einspeicherung bei niedriger Residuallast und Ausspeicherung bei hoher Residuallast am Spotmarkt der Strombörse qualitativ verändern. Stromspeicher nutzen vor allem Zeitintervalle mit hoher Last, um die eingespeicherte Energie gewinnbringend zu vertreiben bzw. um positive Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Insbesondere der für dargebotsabhängige Stromanbieter relevante Anstieg der Marktpreise in Schwachlastzeiten ist im Vergleich mit der Marktpreissenkung zum tageszeitlichen Lastmaximum deutlich geringer (vgl. Abbildung 20). Der beschriebene Effekt resultiert aus dem charakteristischen, konvexen Verlauf des grenzkostenbasierten Stromangebotes verfügbarer Kraftwerkstechnologien. Dieses steigt vor allem bei einer niedrigen akkumulierten Kapazität am Markt nur leicht an, bei hohen Erzeugungsleistungen nimmt die Steigung der angebotsbestimmenden Grenzkostenkurve dagegen überproportional zu. In Verbindung mit einem grundlegend positiven Zusammenhang zwischen Residuallast und Marktpreis, führt die Stromspeicherung daher zu einem überwiegenden Preisdämpfungseffekt auf den Strommärkten. Zugleich besitzt der Marktpreisanstieg zum tageszeitlichen Lastminimum einen vergleichsweise geringen Effekt hinsichtlich einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung (vgl. Gatzert 2008, 182 ff.).

Durch einen steigenden Anteil an Speicherkapazitäten auf den Strommärkten werden sowohl der minimale jährliche Preis erhöht als auch der maximale jährliche Preis deutlich

gesenkt (vgl. Ehlers 2011, 113 f.). Im Endeffekt führt jedoch der starke Marktpreisanstieg bei hoher Residuallast in Kombination mit einem grundsätzlich steigenden Handelsvolumen bei steigenden Marktpreisen am Day-Ahead-Markt der EEX zu sinkenden durchschnittlichen Strompreisen sowie zu einem insgesamt abnehmenden Handelsvolumen am Spotmarkt der Strombörse (vgl. dena 2010, 121 f.). Allerdings betreffen durchschnittlich sinkende Spotmarktpreise beispielsweise auch fluktuierende Windenergieanlagen. So erzeugen Onshore- wie Offshore-Windkraftwerke je nach vorherrschendem Windangebot in der Regel über den gesamten Tagesverlauf Strom und speisen somit nicht ausschließlich bei niedriger Residuallast ein (vgl. Abbildung 10, 39). Verminderte Durchschnittspreise an der Strombörse haben ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf die Erlösmöglichkeiten von Betreibern regenerativer Biomasse-, Geothermie- und Laufwasserkraftwerke. Photovoltaikanlagen dagegen erzeugen aufgrund des charakteristischen Angebotes der Sonnenstrahlung vorwiegend in Zeitintervallen Strom, in denen die Speicherung theoretisch zu einem Marktpreisanstieg führt und sind folglich weitgehend unberührt von sinkenden mittleren Börsenpreisen. Letztlich steht einem Erlösanstieg dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen infolge steigender Marktpreise bei niedriger Residuallast grundsätzlich ein Absinken der durchschnittlichen Spotmarktpreise gegenüber.

Darüber hinaus ist das wirtschaftliche Potenzial der Stromspeicherung durch den inhärenten Ausgleich der Marktpreise bei sehr hohen Speicherkapazitäten auf den Strommärkten begrenzt. So besteht im theoretischen Fall einer ausgeglichenen Residuallast und somit konstanter Marktpreise kein ökonomischer Anreiz für den Einsatz von Stromspeichern. In der Praxis führen zusätzlich Unsicherheiten hinsichtlich der zu erwartenden Marktpreis- und Lastentwicklung zu einer schwierigen, optimalen Einsatzplanung von Speicherkraftwerken und infolgedessen zu einem beschränkten, realistischen Potenzial für den Speicherausbau. Das größte Hindernis für einen wirtschaftlichen Ausbau von Speicherkapazitäten im aktuellen Marktdesign ist jedoch der für hohe Volllaststunden der Stromspeicherung schlecht geeignete Verlauf schwankender Überschussmengen aus EEG-Erzeugungsanlagen (vgl. Ehlers 2011, 176). Ohne Berücksichtigung von Fördermaßnahmen kann der positive Effekt von Stromspeichern in Form nutzbarer Marktpreisanstiege für Betreiber fluktuierender Erzeugungsanlagen demnach nur ein begrenztes Ausmaß annehmen.

Neben einer wettbewerblichen Marktteilnahme von Stromspeichern wird immer wieder über die Förderung regenerativer Kombikraftwerke als möglichen Ansatz für eine Marktin-
tegration erneuerbarer Energien diskutiert. In diesem Fall besteht eine Personenidentität

von Betreibern dargebotsabhängiger Erzeugungs- und zumeist stationärer Speicheranlagen für elektrische Energie. So könnte beispielsweise ein Stromspeicher aus der fluktuierenden Leistung eines Windparks eine stündlich konstante Strommenge generieren, um diese geeignet am Day-Ahead-Markt der Strombörse zu vertreiben (vgl. Kanngießer et al. 2011, 4). Ein regeneratives Kombikraftwerk ist weitgehend unabhängig vom meteorologischen Dargebot und kann seine Stromerzeugung dementsprechend geeignet an der marktpreisbestimmenden Residuallast orientieren. Infolgedessen verbessert sich das Erlöspotenzial dargebotsabhängiger Kraftwerke auf den Strommärkten. Am Beispiel einer Windenergieanlage in Kombination mit einem großtechnischen Speicherkraftwerk werden im Weiteren qualitative Auswirkungen regenerativer Kombikraftwerke für die Erlösmöglichkeiten fluktuierender Energien auf den deutschen Strommärkten untersucht.

Einer theoretischen Modellrechnung zufolge können Kombikraftwerke – in diesem Fall bestehend aus Windpark und Druckluftspeicherkraftwerk mit einem Wirkungsgrad von hundert Prozent – bei einer wettbewerblichen Vermarktung im aktuellen Marktdesign das Erlösniveau einer vergleichbaren EEG-Vergütung erreichen (vgl. Kanngießer et al. 2011, 11 ff.). In der Praxis führen allerdings idealisierte Annahmen hinsichtlich technischer Speichereigenschaften tendenziell zu niedrigeren Spotmarkterlösen. Darüber hinaus sind die Investitionskosten verfügbarer Speichertechnologien derzeit noch zu hoch, um letztlich eine Vollkostendeckung der Stromgestehung erzielen zu können (vgl. Kanngießer et al. 2011, 15). Aufgrund der Vielfalt potenzieller Speicherkonzepte ist allerdings zukünftig von einer deutlichen Senkung der Stromspeicherkosten auszugehen. Zudem ermöglicht eine Teilnahme der Speicherleistungen am Spotmarkt der Strombörse zusätzliche Erlöse von Kombikraftwerken, wenn auch unter Inkaufnahme höherer Anteile verworfener Strommengen der Erzeugungsanlage (vgl. Kanngießer et al. 2011, 14). Hinsichtlich einer wettbewerblichen Finanzierung fluktuierender Energien bietet demnach eine Kombination aus dargebotsabhängiger Erzeugung und wettbewerblicher Speicherung das beste betriebswirtschaftliche Ergebnis. Regenerative Kombikraftwerke können in diesem Fall in vollem Umfang von den *Spreads* der Preise auf den Strommärkten profitieren.

5.2.3 BEWERTUNG

Im Folgenden werden die qualitativen Auswirkungen durch einen Zubau von Stromspeichern für die Erlösmöglichkeiten erneuerbarer Erzeugungsanlagen anhand der in Kapitel 4 vorgestellten Kriterien bewertet. In Tabelle 6 sind hierzu die theoretischen Marktpreisefekte infolge einer Marktteilnahme von Speicherkapazitäten in einer Übersicht dargestellt.

Tabelle 6 Qualitative Marktpreiseffekte von Stromspeicherkonzepten

Marktpreiseffekte von Stromspeicherkonzepten
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marktpreisanstieg bei niedriger Residuallast ▪ Marktpreissenkung bei hoher Residuallast ▪ Marktpreisspannen (<i>Spreads</i>) nehmen ab ▪ Anzahl an Stunden mit negativen Marktpreisen nimmt ab ▪ Anzahl und Niveau der Marktpreisspitzen (<i>Peaks</i>) sinken ▪ Durchschnittliches Preisniveau und Handelsvolumen am Spotmarkt sinken

Quelle: eigene Darstellung

5.2.3.1 Langfristige Planungssicherheit

Wie eingangs bereits angemerkt wurde, stehen Stromspeicherkonzepte in direktem Zusammenhang mit weiteren Ansätzen zur Flexibilisierung der Marktstrukturen. Diese beeinflussen ihrerseits den wirtschaftlichen Einsatz von Speichereinrichtungen und infolgedessen deren verlässliche Marktteilnahme bzw. eine langfristige Prognose verfügbarer Speicherkapazitäten auf den Strommärkten. So könnte beispielsweise die fortschreitende Entwicklung von *Smart Grids* oder die Nutzung von Elektrokraftfahrzeugen zukünftig zu einem Wandel der Residuallast und folglich zu einer veränderten Charakteristik der Preise auf den Strommärkten führen. Als Konsequenz sind die qualitativen Auswirkungen respektive die Marktpreiseffekte von Stromspeichern, im Hinblick auf eine langfristige Planungssicherheit für die Finanzierung fluktuierender Erzeugungsanlagen nur schwer zu prognostizieren. Diese Betrachtung vernachlässigt dabei bewusst potenzielle, positive Effekte derartiger Lastveränderungen für die Erlössituation erneuerbarer Energien.

Betreiber regenerativer Kombikraftwerke verfügen angesichts einer Verstärkung der Leistungsabgabe über ein größeres Spektrum möglicher Vertriebskanäle im Vergleich zu fluktuierenden Erzeugungsanlagen. Je nach technischen Voraussetzungen kann die erzeugte Strommenge zusätzlich zum Spotmarkthandel ebenfalls über den Termin-, den OTC- oder den Regelleistungsmarkt vertrieben werden. Unter der Annahme unveränderter Handelsstrukturen gestaltet sich der Aspekt einer langfristigen Planungssicherheit somit theoretisch ähnlich der eines konventionellen Kraftwerkes im heutigen Marktdesign. Dagegen besitzt ein wettbewerblicher Speicherzubaufgrund der erwähnten Unsicherheiten wahrscheinlich keinen positiven Einfluss bezüglich einer hinreichend langfristigen Sicherung potenzieller Erlöse für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen auf den deutschen Strommärkten.

5.2.3.2 Vollkostendeckung

Infolge des Ankaufes elektrischer Energie von Speichieranlagen profitieren in erster Linie Anbieter fluktuierender Energien von einem Marktpreisanstieg bei niedriger Residuallast. Eine Marktteilnahme von Speicherkapazitäten senkt darüber hinaus die Anzahl der Stunden mit sehr niedrigen Marktpreisen am Spotmarkt der Strombörse bzw. der Zeitintervalle mit sehr geringen Erlösen für Anbieter dargebotsabhängiger Energien. Diesen positiven Effekten für eine Vollkostendeckung fluktuierender Stromgestehung steht allerdings ein Absinken des durchschnittlichen Preisniveaus bei steigenden Speicherkapazitäten auf den Strommärkten gegenüber. Demnach muss unter Vernachlässigung einer quantitativen Bestimmung der resultierenden Auswirkungen aller Marktpreiseffekte zumindest eine erhebliche Erhöhung der Spotmarkteinnahmen für fluktuierende Erzeugungsanlagen bezweifelt werden. Insbesondere erneuerbare Kraftwerke, die über eine Grundeinspeisung verfügen, können nicht von einem zeitweiligen Marktpreisanstieg profitieren, sondern werden in der Regel durch sinkende Durchschnittspreise an der Strombörse benachteiligt.

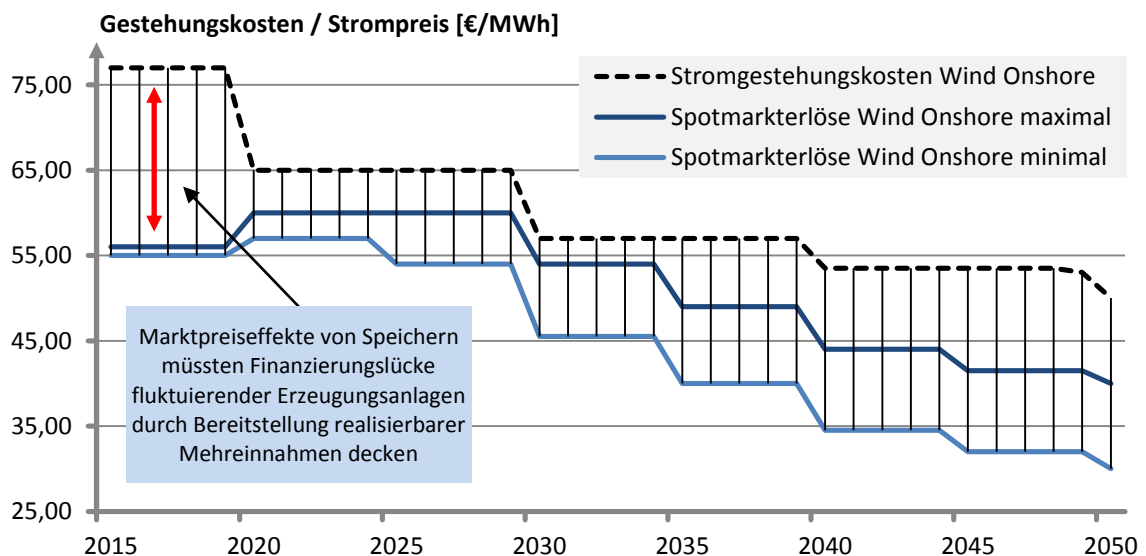


Abbildung 21 Entwicklung der Spotmarkterlöse von Windenergieanlagen bis 2050

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Kopp et al. 2012, 6

In Abbildung 21 ist hierzu die Entwicklung der prognostizierten Gestehungskosten sowie entsprechenden Spotmarkterlöse für Windenergie im derzeitigen Marktdesign bis zum Jahr 2050 nach einer Modellrechnung von *Kopp et al.* (2012) dargestellt. Demnach müssten die Marktpreiseffekte zusätzlicher Speicherkapazitäten zukünftig eine enorme Finanzierungslücke fluktuierender Kraftwerke durch Bereitstellung realisierbarer Mehreinnahmen decken. Da allerdings die zugrunde liegenden Prognosen bereits auf realistischen Annahmen

hinsichtlich eines Ausbaus von Pumpspeicherkapazitäten sowie einer Umsetzung weiterer Speicherkonzepte basieren, wird ein alleiniger Zubau von Stromspeichern eine wettbewerbliche Finanzierung dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen auf den Strommärkten wahrscheinlich nicht hinreichend gewährleisten können.

Regenerative Kombikraftwerke können ihre erzeugte elektrische Energie weitestgehend dargebotsunabhängig auf den Strommärkten vertreiben. Die Stromanbieter haben hierdurch neben einem größeren Spektrum an Vermarktungsoptionen in erster Linie die Möglichkeit, ihre Gebotslegung am Spotmarkt an Zeitintervallen mit hohen Marktpreisen bzw. mit hoher Spitzenlast auszurichten. Infolgedessen ist das Erlöspotenzial deutlich größer als im dargebotsabhängigen Fall. Allerdings müssen für eine Deckung der Vollkosten zusätzlich die anfallenden Speicherkosten erwirtschaftet werden. Bislang verhindern vor allem die hohen Investitionskosten relevanter, verfügbarer Speichertechnologien positive Deckungsbeiträge regenerativer Kombikraftwerke (vgl. Kapitel 5.2.2). Geeignete Fördermaßnahmen, um die entsprechende Finanzierungslücke zu schließen, stellen allerdings unter der Prämisse einer wettbewerblichen Finanzierung erneuerbarer Energien keine gangbare Lösung dar. Eine zusätzliche Direktvermarktung der Speicherkapazitäten am Spotmarkt ermöglicht zwar eine bessere Perspektive hinsichtlich einer Vollkostendeckung der Stromgestehung, führt allerdings durch eine nachteilige Abregelung der fluktuierenden Erzeugungsanlage zu einem ineffizienten Ausbau erneuerbarer Energien (vgl. Kanngießer et al. 2011, 15). Letztlich ist eine wettbewerbliche Finanzierung dargebotsabhängiger Energien im Rahmen regenerativer Kombikraftwerke derzeit zwar nicht realisierbar, unter optimistischen Annahmen bezüglich der Entwicklung potenzieller Speichertechnologien in der Zukunft allerdings eventuell möglich.

5.2.3.3 Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize

Ein wettbewerblicher Speicherzubau hat keinen belegbaren Einfluss hinsichtlich einer verbesserten Prognostizierbarkeit der langfristigen Marktpreisentwicklung und folglich keine positiven Auswirkungen auf die zeitbezogene Anreizung von Investitionen in die erneuerbare Erzeugungsstruktur. In einem Elektrizitätssystem, welches nicht auf Nodalpreisen²⁰ beruht, haben Stromspeicherkonzepte darüber hinaus keinen direkten Wirkungszusammenhang mit ortsspezifischen Investitionsanreizen in neue Erzeugungsleistungen. Insofern

²⁰ Ein Nodalpreissystem (*Locational Marginal Pricing*) basiert auf regional unterschiedlichen, ortsgebundenen Preisen innerhalb eines Netzgebietes (vgl. Ehlers 2011, 22).

führt ein Speicherzubau sehr wahrscheinlich nicht zur Bereitstellung geeigneter zeit- bzw. ortsbezogener Anreize, um in dargebotsabhängige Kraftwerkstechnologien zu investieren.

Ohne Berücksichtigung einer potenziellen Förderung, hat ein Ausbau regenerativer Kombikraftwerke angesichts standortspezifischer Anforderungen einen natürlichen Einfluss auf den Aspekt ortsbezogener Investitionsanreize. So verfügen beispielsweise die beiden derzeit aussichtsreichsten, großtechnischen Speichertechnologien – Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke – über schwer erfüllbare topographische Voraussetzungen und somit ein begrenztes geographisches Ausbaupotenzial (vgl. VDE 2009, 42 ff.). Investoren regenerativer Kombikraftwerke müssen daher zugleich hohe Standortanforderungen der Erzeugungs- und Speicheranlage berücksichtigen. Ein ortsspezifischer Zubau fluktuierender Kombikraftwerke beeinflusst demnach zwar die Standortstruktur regelbarer Erzeugungsleistungen innerhalb eines Versorgungsgebietes, das eingeschränkte Potenzial in Deutschland verhindert jedoch eine geeignete Entlastung des Übertragungsnetzes. Im Hinblick auf zeitbezogene Investitionssignale gestaltet sich die Situation im besten Fall ähnlich der eines konventionellen Kraftwerkes im aktuellen Marktdesign. Allerdings müssen eventuell längere Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten für die Speicheranlage einkalkuliert werden. Daher kann ein Zubau regenerativer Kombikraftwerke sehr wahrscheinlich keine geeigneten zeit- bzw. ortsbezogenen Investitionsanreize bereitstellen.

5.2.3.4 Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen

Die Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen infolge einer steigenden Speicherleistung auf den Strommärkten sind im Hinblick auf ein gesamtwirtschaftliches Wohlfahrtsmaximum von hoher Relevanz. Hierzu sind in Abbildung 22 die Wohlfahrtseffekte von Stromspeichern schematisch dargestellt. Anhand sogenannter Netto-Kurven aus aggregierter Angebots- und Nachfragekurve zum jeweiligen Ein- und Ausspeicherzeitpunkt können die resultierenden Preisdifferenzen und somit die einhergehende Wohlfahrtsverteilung für unterschiedliche Speicherkapazitäten bestimmt werden (vgl. Ehlers 2011, 115). Da fluktuierende Erzeugungsanlagen vorrangig in Zeitintervallen steigender Marktpreise – in diesem Fall *Stunde 1* – einspeisen, profitieren Anbieter dargebotsabhängiger Energien in größerem Umfang von einer steigenden Produzentenrente als Betreiber regelbarer Kraftwerke (vgl. Abbildung 22). Stromspeicher führen daher theoretisch zu einer Gewinnumverteilung: Sinkenden Gewinnen von Erzeugungsanlagen, die hauptsächlich in Zeiten hoher Residuallast einspeisen, stehen steigende Gewinne von Erzeugungsanlagen, die in Zeiten niedriger Residuallast einspeisen, gegenüber. Dieser Aspekt wirkt sich vor allem positiv auf die

Wettbewerbssituation dargebotsabhängiger Windenergie- und Photovoltaikanlagen aus. Demzufolge hat ein Zubau von Stromspeichern wahrscheinlich einen positiven Einfluss auf geeignete Verteilungs- und Wettbewerbseffekte hinsichtlich einer wettbewerblichen Finanzierung erneuerbarer Energien auf den Strommärkten.

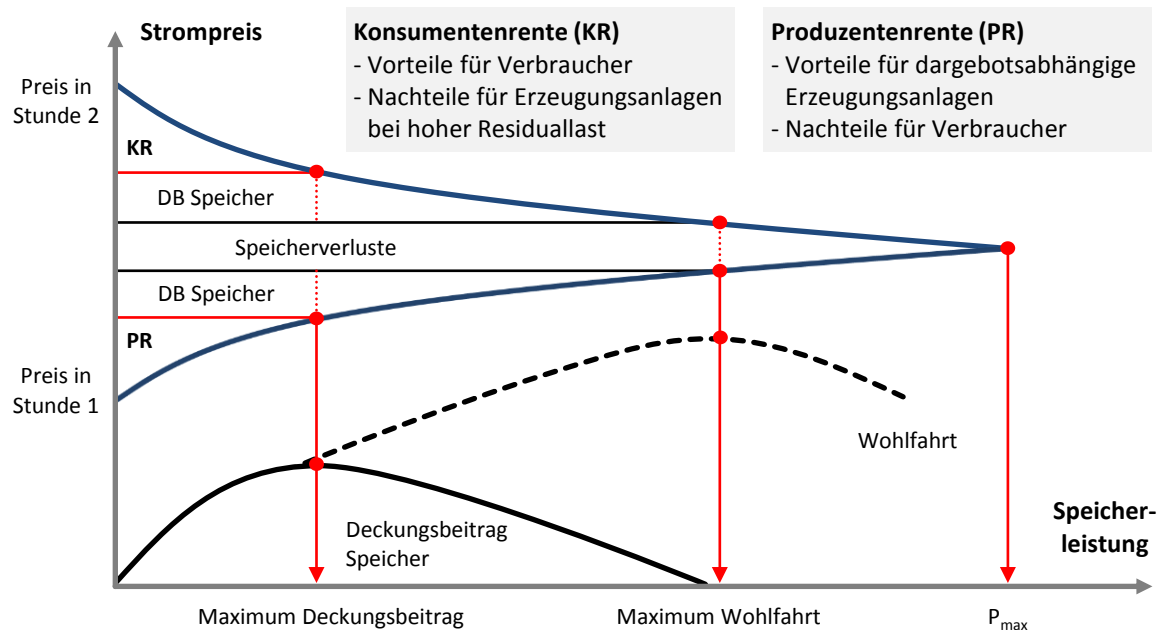


Abbildung 22 Wohlfahrtseffekte durch den Zubau von Stromspeichern

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Ehlers 2011, 116

Das Konzept regenerativer Kombikraftwerke impliziert eine geringere Anzahl an Marktteuren, da zusätzlich zu einer elementaren Anbieteridentität von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten vor allem Kombikraftwerke mit großer Leistungsdimensionierung voraussichtlich hohe Erlöspotenziale auf den Strommärkten besitzen (vgl. Kanngießer et al. 2011, 12). Allerdings sind prinzipiell auch technische Kombinationen kleiner Erzeugungs- und Speichereinheiten denkbar. Demzufolge sind die resultierenden Verteilungs- und Wettbewerbseffekte regenerativer Kombikraftwerke wesentlich von der weiteren Entwicklung potenzieller Stromspeicher abhängig.

5.2.3.5 Integrationstiefe und Komplexität des Marktsystems

Eine Abstimmung von Last und Erzeugung hat vor allem in einem Elektrizitätssystem mit steigendem Anteil dargebotsabhängiger Energien eine hohe Bedeutung (vgl. Kapitel 2.1). Um klimaneutral erzeugte Energie nicht ungenutzt verwerfen zu müssen, steigt der notwendige Bedarf an Speicherkapazitäten infolge sogenannter Schwachlast-Starkwind-Situationen in Deutschland nach einer Studie bis zum Jahr 2020 auf insgesamt 14 GW

(vgl. dena 2010, 113). Darüber hinaus erhöht sich bei einem weiteren Ausbau von Windenergieanlagen auf Hochspannungsebene und Photovoltaikanlagen auf Niederspannungsebene die Wahrscheinlichkeit von ungünstigen Lastumkehrungen und infolgedessen die Anzahl notgedrungener Abschaltungen fluktuierender Erzeugungsanlagen (vgl. dena 2010, 106 f.). Durch eine Speicherung dargebotsabhängiger Energie können derartige Situationen vermieden und das Übertragungsnetz entlastet werden. Insbesondere vor dem Hintergrund einer effizienten Umsetzung der ambitionierten Ausbauziele erneuerbarer Energien in Deutschland ist ein Zubau von Stromspeichern demnach eine geeignete Maßnahme.

Ein Zubau regenerativer Kombikraftwerke senkt durch die inhärente Regelung der Stromerzeugung ebenfalls sowohl den Regelennergieeinsatz als auch den Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung auf den Strommärkten und entlastet somit das Elektrizitätssystem. Stromspeicher wirken einem Anstieg der Systemkosten infolge hoher fluktuierender Stromeinspeisung entgegen. Im besten Fall könnten daraufhin sinkende Endverbraucherpreise für elektrische Energie die Akzeptanz für einen Ausbau erneuerbarer Energien in der Öffentlichkeit erhöhen. Eine Verbesserung der Systemflexibilität und Netzstabilität unterstützt letztlich die gesamte Organisation der Strommärkte und gewährleistet somit wettbewerbsfähige Vermarktungsmöglichkeiten für erneuerbare Energien. Aus diesem Grund führt ein Zubau von Speicherkapazitäten wahrscheinlich zu einer effizienten Marktintegration fluktuierender Erzeugungsanlagen sowie einer geeigneten Komplexität der Marktstrukturen bei einem steigenden Anteil regenerativer Energien.

5.2.3.6 Übersicht der Bewertungsergebnisse

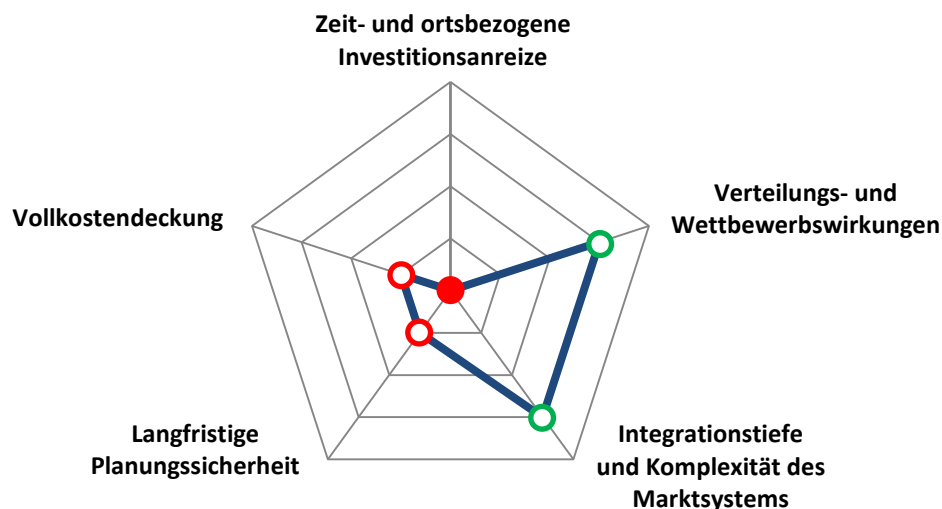


Abbildung 23 Bewertung eines Zubaus von Stromspeichern

Quelle: eigene Darstellung

In Abbildung 23 ist die Bewertung eines Zubaus von Speicherkapazitäten hinsichtlich der in Kapitel 4 definierten Kriterien in Form eines Netzdiagramms dargestellt. Wettbewerbliche Stromspeicher führen demnach wahrscheinlich nicht zu hinreichenden Signalen bezüglich einer verlässlichen, langfristigen Planungssicherheit sowie einer gesicherten Vollkostendeckung der dargebotsabhängigen Stromgestehung. Darüber hinaus wird die geeignete Bereitstellung zeit- und ortsbezogener Investitionsanreize in die erneuerbare Erzeugungsstruktur infolge einer Marktteilnahme von Speicheranlagen sehr wahrscheinlich nicht erreicht. Dagegen beeinflussen hohe Anteile an Speicherkapazitäten bei gleichzeitig hohen Anteilen erneuerbarer Energien sowohl die Effizienz der Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen als auch die Komplexität des Marktsystems wahrscheinlich positiv.

5.3 Einführung von Kapazitätsmechanismen

Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus für erneuerbare Energien stellt grundsätzlich eine Gestaltungsoption dar, welche die für Betreiber regenerativer Erzeugungsanlagen derzeit bestehenden Möglichkeiten zur wettbewerblichen Finanzierung erweitert. Neben den Vermarktungserlösen, die Stromanbieter durch einen Vertrieb auf den börslichen und bilateralen Strommärkten erzielen können, sehen Kapazitätsmechanismen eine zusätzliche Zahlung für die Bereitstellung von Erzeugungsleistungen in Form sogenannter Verfügbarkeitsprämien vor (vgl. Winkler und Altmann 2012, 85). Bei der spezifischen Gestaltung des Marktinstrumentes kann prinzipiell zwischen preis- und mengenbasierten Ansätzen unterschieden werden, die je nach zugrunde liegender Zielvorgabe zum Teil divergierende Auswirkungen hinsichtlich der Bereitstellung von Investitionsanreizen in Kraftwerkskapazitäten haben können (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 3 ff.).

Kapazitätsmechanismen werden weltweit in vielen unterschiedlich organisierten Strommärkten angewendet. So berücksichtigt u.a. die Marktgestaltung von europäischen Ländern wie Spanien, Frankreich oder Norwegen bereits entsprechende Aspekte. Zudem basiert die gesicherte Bereitstellung hinreichender Erzeugungsleistungen in vielen Marktgebieten Nordamerikas auf sogenannten Kapazitätsbörsen (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 1). Grundlegendes Ziel eines derartigen Instrumentes ist in allen Fällen eine langfristig verlässliche Versorgungssicherheit, die nicht alleine auf Signalen institutioneller Strombörsen zur Investition in die Erzeugungsstruktur beruht. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht im Rahmen einer Prüfung der zukünftigen Bereitstellung von Kapazitäten in Deutschland ebenfalls das Instrument eines sogenannten Kapazitätsmarktes vor (vgl. BMWi 2010, 21).

Jedoch unterscheidet sich die nachfolgende Untersuchung elementar von der aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion über eine mittelfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch konventionelle Kraftwerksleistungen. Vor dem Hintergrund eines massiven Wandels der Erzeugungsstruktur müssen in Deutschland zukünftig vor allem fluktuierende erneuerbare Energien zu einer langfristig verlässlichen Stromversorgung beitragen. Daher soll im Weiteren geprüft werden, in welchem Umfang die Einführung eines Kapazitätsmechanismus ausreichende Investitionsanreize in regenerative Kraftwerke bereitstellen kann.

In diesem Zusammenhang untersucht das vorliegende Kapitel, inwiefern eine wettbewerbliche Finanzierung dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen durch Kapazitätzahlungen gewährleistet werden kann. Zu diesem Zweck werden zunächst grundlegende, theoretische Aspekte potenzieller Kapazitätsinstrumente betrachtet. Darauf aufbauend können im Anschluss qualitative Auswirkungen für die deutschen Strommärkte untersucht werden. Abschließend wird die Gestaltungsoption eines Marktsystems auf Basis eines Kapazitätsmechanismus für eine Erzeugungsstruktur mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien anhand der in Kapitel 4 vorgestellten Kriterien bewertet.

5.3.1 THEORETISCHE GRUNDLAGEN VON KAPAZITÄTSMECHANISMEN

Preis- und mengenbasierte Kapazitätsmechanismen unterscheiden sich elementar durch den Aspekt der zugrunde liegenden Preisfindung. Während preisbasierte Ansätze über einen finanziellen Anreiz mittels vorgegebenem Vergütungssatz für einen ausreichenden Kapazitätzubau sorgen sollen, wird bei mengenbasierten Ansätzen der Preis für die ausgeschriebene Erzeugungsleistung durch den Markt bestimmt (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 3). Im Rahmen des Schwerpunktes der vorliegenden Arbeit hinsichtlich einer wettbewerblichen Finanzierung erneuerbarer Energien ist allerdings in erster Linie das Konzept einer marktorientierten Preisbildung relevant. Zudem führten bislang mehrere wissenschaftliche Analysen unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen zu dem Ergebnis, dass vor allem mengenbasierte Kapazitätsinstrumente bzw. primär Kapazitätsmärkte zur Bereitstellung von Investitionsanreizen in die Erzeugungsstruktur geeignet sind (vgl. Süßenbacher et al. 2011; López-Peña et al. 2009; Pfeifenberger et al. 2009). Aus diesen Gründen konzentriert sich die nachfolgende Untersuchung ausschließlich auf die theoretische Gestaltung eines Kapazitätsmarktmodells für regenerative Erzeugungsleistungen.

In einem Kapazitätsmarkt wird der Bedarf an Erzeugungsleistungen zur Gewährleistung eines geforderten Versorgungsniveaus regulatorisch vorgegeben und folglich nicht

exklusiv durch den Markt bestimmt. Dies stellt zugleich den größten organisatorischen Unterschied eines Marktsystems auf der Basis von Kapazitätzahlungen gegenüber eines reinen Energy-Only-Marktes dar. Eine staatliche oder staatlich regulierte Instanz prognostiziert hierzu den zu erwartenden Leistungs- bzw. Energiebedarf inklusive einer geforderten Reserve zur Spitzenlastdeckung (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 18). In einem Marktsystem mit zentralem Systembetreiber erfolgt dies in der Regel durch den jeweiligen ISO. In einem desintegrierten Marktsystem wie Deutschland, müsste ein derartiger Einsatzplaner zuerst als Institution eingerichtet werden oder ein eigens hierfür zuständiger, neutraler Koordinator diese Aufgabe übernehmen (vgl. bne 2011, 47 f.).

Darüber hinaus werden in einem Kapazitätsmarkt alle Abnehmer elektrischer Energie, so zum Beispiel EVU oder große Industriekunden, verpflichtet, sich mit sicher verfügbarer Erzeugungsleistung entsprechend ihres Beitrages zur Lastspitze zu versorgen (vgl. Siegmeier 2011, 14). Die hierzu benötigten Kapazitäten – in Form von Erzeugungs-, Speicher- oder DSM-Einheiten – können u.a. mittels eigener Kraftwerke, bilateraler Verträge oder über eine sogenannte Kapazitätsbörse beschafft werden (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 14). Alternativ könnte beispielsweise der für die Bedarfsprognose zuständige, neutrale Koordinator zugleich als zentraler An- und Verkäufer von Erzeugungsleistungen am Markt agieren und infolgedessen eine bedeutende Rolle innerhalb der Organisation eines Kapazitätsmarktes einnehmen.

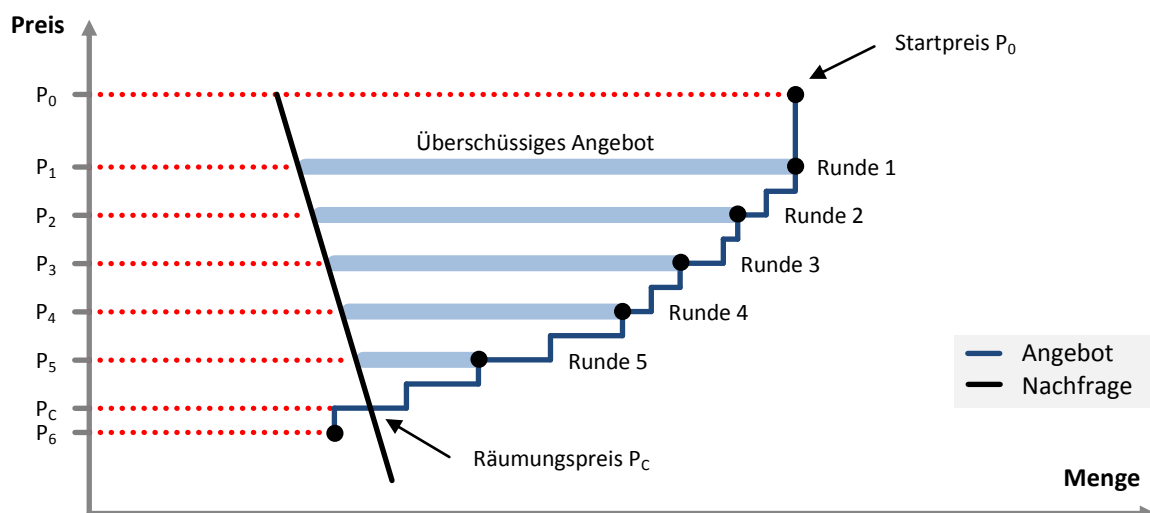


Abbildung 24 Auktionsdesign für einen Kapazitätsmarkt (descending clock auction)

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Cramton und Ockenfels 2012, 126

Die Preisfindung in einem Kapazitätsmarkt erfolgt in jedem Fall mittels wettbewerblicher Marktinstrumente und somit unabhängig von einer Förderung nach dem Vorbild des EEG.

In diesem Zusammenhang könnten entsprechende Leistungszertifikate u.a. in Form von Auktionsverfahren vergeben werden. Auf der Basis umfassender, praktischer Erfahrungen sowie wissenschaftlicher Forschungsarbeiten empfiehlt sich hierzu die Anwendung einer sogenannten *descending clock auction*, um sowohl effiziente Ergebnisse zu erhalten als auch die Gefahr potenzieller Marktmachtausübung zu minimieren (vgl. Cramton und Ockenfels 2012, 126). Der zugrunde liegende Mechanismus eines derartigen Auktionsdesigns ist in Abbildung 24 dargestellt. Beginnend bei einem Startpreis, der deutlich über dem zu erwartenden gleichgewichtigen Marktpreis liegt, wird in mehreren Auktionsrunden sukzessive der Preis gesenkt, bis zum Schluss kein überschüssiges Kapazitätsangebot auf dem Markt existiert (vgl. Abbildung 24). In diesem Fall deckt das Angebot gerade die ausgeschriebene Nachfrage und der zugehörige Markträumungspreis kann ermittelt werden.

Um Kraftwerksinvestoren einen ausreichenden Zeitraum zur Errichtung entsprechender Erzeugungsleistungen zu gewähren, erfolgt die Versteigerung des zuvor ermittelten Kapazitätsbedarfs grundsätzlich einige Jahre im Voraus (vgl. Cramton und Ockenfels 2012, 132). In der Regel werden hierzu Kapazitätsauktionen in regelmäßigen Abständen durchgeführt. Das Auktionsdesign kann darüber hinaus eine Vielzahl technischer und ortsbezogener Rahmenbedingungen besitzen. Das grundlegende Ziel eines Marktsystems auf Basis von Verfügbarkeitsprämien für Kapazitäten ist allerdings in jedem Fall die Sicherung ausreichender Erzeugungsleistungen innerhalb eines Elektrizitätssystems respektive die Bereitstellung hinreichender Investitionsanreize in die Erzeugungsstruktur. Hierzu erhalten die Kraftwerksbetreiber letztlich zwei Zahlungsströme, die zusammen ihre Vollkosten der Stromgestehung decken müssen: Einen für die Bereitstellung der jeweils installierten Kapazität und einen für die tatsächlich erzeugte Strommenge (vgl. Kopp et al. 2012, 9).

Die Kapazitätsmarktgestaltung kann sich je nach Auktionsverfahren, konkreter Produktform sowie grundsätzlichen Marktregeln – wie zum Beispiel Teilnahmevoraussetzungen oder -restriktionen – zum Teil stark unterscheiden und prinzipiell an individuelle Bedürfnisse eines Elektrizitätssystems angepasst werden. So stellt der Umgang mit bzw. die Abgrenzung von existierenden und neuen Kapazitäten beispielhaft das große Potenzial divergierender Marktausprägungen dar. Zugleich können die vielfältigen Aspekte eines Kapazitätsmarktes einen erheblichen Einfluss auf die Effizienz des Marktsystems besitzen und bedürfen daher für jeden Anwendungsfall einer spezifischen Eignungsprüfung. Deshalb werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit ausschließlich elementare, theoretische Merkmale eines Kapazitätsmarktdesigns untersucht und im Weiteren qualitativ bewertet.

5.3.2 QUALITATIVE AUSWIRKUNGEN FÜR DIE DEUTSCHEN STROMMÄRKTE

Die Ergänzung des aktuellen Marktdesigns um ein Instrument, das die Verfügbarkeit nutzbarer Kapazitäten innerhalb des Versorgungsgebietes vergütet, führt zu weitreichenden Auswirkungen für verschiedene Aspekte der deutschen Strommärkte. In diesem Zusammenhang werden in erster Linie qualitative Effekte für die Rahmenbedingungen einer Vollkostendeckung der erneuerbaren Stromgestehung untersucht.

Die Rahmenbedingungen eines Kapazitätsmarktes für dargebotsabhängige Energien unterscheiden sich grundsätzlich von denen bereits bestehender Marktsysteme für konventionelle Erzeugungskapazitäten. Fluktuierende Windenergie- und Photovoltaikanlagen haben in der Regel einen sehr niedrigen *Capacity Credit*. Infolgedessen ist der jeweilig gesicherte Anteil an der installierten Kapazität im Vergleich zu konventionellen Technologien deutlich kleiner. So liegt beispielsweise der gesicherte Leistungsanteil selbst bei sehr großen und stark diversifizierten Anlagenportfolios unter 15 Prozent (vgl. Kopp et al. 2012, 9). Bei einer geforderten Zuverlässigkeit von 100 Prozent für die Kapazitätsbereitstellung, könnten dargebotsabhängige Kraftwerke deshalb lediglich mit einem Bruchteil ihrer tatsächlich installierten Leistung am Kapazitätsmarkt teilnehmen. Um dem zugrunde liegenden Produkt eines Kapazitätsmarktes – einer verlässlich abrufbaren Kapazität – gerecht zu werden, ist demnach in erster Linie eine Bewertung der ungesicherten Leistung fluktuierender Energien notwendig. So könnte beispielsweise eine Einschätzung der mittleren Volllaststunden dargebotsabhängiger Energien und deren Häufigkeitsverteilung zusammen mit der gesicherten, flexiblen Leistung konventioneller Kraftwerke eine ausreichend hohe Systemsicherheit gewährleisten (vgl. Kopp et al. 2012, 9).

In diesem Zusammenhang ist eine Marktsegmentierung in technische Klassen durch den jeweiligen Koordinator denkbar (vgl. bne 2011, 47). In jedem Fall müssen die gehandelten Kapazitätiszertifikate einer technologiespezifischen Einschätzung unterzogen werden, die dem jeweiligen Beitrag zur Sicherung der *Adequacy* installierter Systemkapazitäten gerecht wird. Eine vergleichbare Problematik stellt sich im Fall der Präqualifikation fluktuierender Energien zur Teilnahme am deutschen Regelenergiemarkt (vgl. Kapitel 2.2.3). So könnte beispielsweise ein neuartiges Verfahren aufbauend auf probabilistischen Prognosen – d.h. basierend auf Wahrscheinlichkeiten mit der eine gewisse fluktuierende Leistung mindestens erreicht wird – dazu beitragen, dass Kraftwerksbetreiber zukünftig in der Lage sind, realistische Gebote für verlässliche Leistungen am Kapazitätsmarkt abzugeben (vgl. Fraunhofer IWES 2012, 2). Grundsätzlich lässt sich daher festhalten, dass

sowohl die technische als auch die wettbewerbliche Umsetzung eines Kapazitätsmarktes für erneuerbare Energien theoretisch möglich ist.

Die unterschiedliche Leistungswertigkeit fluktuierender und regelbarer Kraftwerke hinsichtlich ihres Beitrages zur gesicherten Systemleistung führt letztlich zu der Konsequenz, dass die Gestaltung von Kapazitätsauktionen für erneuerbare Energien grundsätzlich technologiespezifisch erfolgen muss. In einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen regenerativer Erzeugungsanlagen bedingt dies offenkundig eine komplexe Organisation durch den zentralen Koordinator (vgl. Cramton und Ockenfels 2012, 126). So bestehen selbst zwischen dargebotsabhängigen Onshore- und Offshore-Windkraftwerken sowie Photovoltaikanlagen enorme Unterschiede bezüglich des jeweiligen *Capacity Credits* bzw. der als konstant zu betrachtenden Leistungsabgabe (vgl. Tabelle 1, 9). Unterschiedliche Auktionsverfahren für verschiedene Kraftwerkstechnologien ermöglichen zudem, einen geeigneten Einfluss auf divergierende, räumliche Anforderungen der Stromerzeugung zu nehmen. Nach dem Referenzszenario des BMU steigen die installierten Leistungen erneuerbarer Kraftwerke in Deutschland bis zum Jahr 2050 auf etwa das Dreifache des heutigen Wertes an (vgl. Abbildung 9, 30). In diesem Zusammenhang bietet eine technologiespezifische Auktionsgestaltung die Möglichkeit, den angestrebten, massiven Leistungszubau geeignet zu steuern. Letztlich kann das konkrete Auktionsdesign eines Kapazitätsmarktmodells für erneuerbare Energien prinzipiell ein breites Spektrum möglicher Aspekte berücksichtigen bzw. an die Bedürfnisse der deutschen Strommärkte angepasst werden.

Mikroökonomische Überlegungen und praktische Erfahrungen dokumentieren immer wieder ein verbreitetes Preisbildungsproblem von Auktionen, bei denen das versteigerte Gut denselben Wert für alle Bieter hat. Der sogenannte Fluch des Gewinners – *winner's curse* – ist ein Phänomen der Verhaltensökonomik und basiert auf einer unterschiedlichen Werteinschätzung des versteigerten Gutes infolge ungleicher Marktinformationen der Auktionsteilnehmer (vgl. Varian 2011, 363). Demnach führt eine prinzipiell hohe Werteinschätzung mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Überschätzung, eine prinzipiell niedrige Werteinschätzung mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Unterschätzung des tatsächlichen Wertes. Aus dieser Logik gewinnt folglich derjenige Bieter die Auktion, der den Wert des zu versteigernden Gutes am höchsten überschätzt hat (vgl. Varian 2011, 363). Infolge von *winner's curse* könnte es zu einer Unterschätzung des Wertes entsprechender Kapazitätiszertifikate kommen. So führten beispielsweise unrealistisch niedrige Leistungsgebote bei Kapazitätsauktionsverfahren in Großbritannien letztlich zu einem Ausbleiben zugesagter

Leistungsbereitstellungen (vgl. Skea et al. 2011, 20). Um derartigen Fehleinschätzungen vorzubeugen, müssen einerseits die Marktvorgänge möglichst transparent gestaltet werden und andererseits potenzielle Bieter über die zu erwartenden Kosten informiert werden.

In einem Marktsystem mit ergänzendem Kapazitätsmarkt erfolgt eine potenzielle Vollkostendeckung der Stromgestehung grundsätzlich durch zwei Erlösquellen. Hierbei führt die Vergütung der Leistungsbereitstellung von Stromanbietern dazu, dass ein Teil des gesamten Zahlungsstroms stets unabhängig vom tageszeitlichen Marktpreisverlauf ist. Insbesondere im Vergleich mit einer exklusiven Direktvermarktung dargebotsabhängiger Energien ergibt sich somit eine Situation, die die Wettbewerbssituation fluktuierender Kraftwerke verbessert. Unter der Annahme rationaler Gebote und der Existenz eines vollkommenen Wettbewerbes²¹ werden Kapazitätsauktionen demnach Preise erzielen, die potenziellen Investoren erneuerbarer Erzeugungsanlagen eine Vollkostendeckung ermöglichen können. So führt die wettbewerbliche Auktionsgestaltung in der Regel dazu, dass Kraftwerksbetreiber einen Preis bieten, der sowohl eine Mindestverzinsung sicherstellt als auch eine zu erwartende Kostendegression berücksichtigt (vgl. Kopp et al. 2012, 10). Die Einführung eines Kapazitätsmarktes bedingt infolge einer additiven, langfristigen Erlöskomponente prinzipiell eine veränderte Charakteristik der Einnahmen von Stromanbietern. Da Betreiber fluktuierender Kraftwerke angesichts der meteorologischen Abhängigkeit in der Regel nur bedingt langfristige Handelsgeschäfte eingehen können, würde eine mehrjährige Verfügbarkeitsprämie für die Bereitstellung installierter Kapazitäten deren Vermarktungsoptionen bzw. finanzielle Flexibilität deutlich verbessern.

Gegenüber einem gesetzlichen Einspeisevergütungssystem nach dem Vorbild des EEG stellt eine Ergänzung des aktuellen Strommarktdesigns um einen Kapazitätsmarkt für erneuerbare Energien eine wettbewerbliche Marktkomponente dar. Allerdings führt die inhärent technologiespezifische Ausgestaltung zwangsläufig zu einer regulatorischen Beeinflussung der Leistungsstruktur innerhalb des Elektrizitätssystems. So bedingt die mengenbasierte Vorgabe von Kapazitätszertifikaten für einzelne Erzeugungstechnologien grundsätzlich einen marktunabhängigen Eingriff in den Wettbewerb auf den Strommärkten. Eine effiziente Umsetzung des angestrebten Ausbaus erneuerbarer Energien bedarf allerdings eines größtmöglichen technologischen Wettbewerbs, um nicht zuletzt eine Degression der

²¹ Die Theorie des vollkommenen Wettbewerbs auf einem Markt setzt u.a. einen freien Marktzugang und eine hohe Markttransparenz voraus (vgl. Varian 2011, 442 ff.).

Stromgestehungskosten zu gewährleisten. Demnach müssen in einem Marktsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien neben einer komplexen Gestaltung technologiespezifischer Kapazitätsauktionen zusätzlich praktikable Rahmenbedingungen für eine vielfältige Eigentümerstruktur berücksichtigt werden. In diesem Zusammenhang wird deutlich, dass sowohl die konkrete Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktmodells als auch die Funktion der zentralen Koordination eine wesentliche Verantwortung für die Effizienz des Gesamtsystems sowie für die Wahrung marktwirtschaftlicher Grundsätze besitzen.

5.3.3 BEWERTUNG

Im Folgenden werden die qualitativen Auswirkungen eines Marktsystems auf Basis von Kapazitätzahlungen für regenerative Stromerzeuger anhand der in Kapitel 4 vorgestellten Kriterien bewertet. In Tabelle 7 sind hierzu elementare, theoretische Gestaltungsmerkmale eines Kapazitätsmarktmodells für erneuerbare Energien in einer Übersicht dargestellt.

Tabelle 7 Theoretische Gestaltungsmerkmale eines Kapazitätsmarktmodells

Merkmale eines Kapazitätsmarktes für erneuerbare Energien
<ul style="list-style-type: none">▪ Bereitstellung von Neubaukapazitäten wird in jedem Fall über Auktionen sichergestellt▪ Bereitstellung der gesamten Systemkapazität über Auktionen möglich▪ Geeignetes Verfahren zur Einschätzung des Beitrags zur <i>Adequacy</i> der Systemkapazität▪ Technologiespezifische Ausgestaltung von Kapazitätsauktionen▪ Stromanbieter erhalten einen Zahlungsstrom für die Kapazitätsbereitstellung▪ Stromanbieter erhalten einen Zahlungsstrom für die erzeugte Energiemenge▪ Kapazitätsbedarf des Elektrizitätssystems wird von zentraler Instanz prognostiziert▪ Kapazitätsnachfrage erfolgt entweder durch einzelne EVU oder zentralen Koordinator▪ Frühzeitige und regelmäßige Durchführung von Auktionen für Neubaukapazitäten▪ Individuelles Auktionsdesign nach dem Vorbild einer <i>descending clock auction</i>▪ Kapazitätsauktionen können orts- und interessensspezifische Aspekte enthalten

Quelle: eigene Darstellung

5.3.3.1 Langfristige Planungssicherheit

Hinsichtlich des Einflusses eines Kapazitätsmarktes auf die langfristige Planungssicherheit potenzieller Investoren (erneuerbarer) Erzeugungsanlagen, ist in erster Linie der Aspekt des Erfüllungszeitraumes zu untersuchen, innerhalb dessen eine Kapazitätzahlung erfolgt. Um einen Zustand verlässlicher Investitionen in die Erzeugungsstruktur zu gewährleisten, sollte der Zeitraum, für den eine Verfügbarkeitsprämie gezahlt wird, einen signifikanten

Anteil der jeweiligen Kraftwerkslebensdauer abdecken. Die Versteigerung von Kapazitätssertifikaten ist angesichts langfristig garantierter Leistungsentgelte grundsätzlich in der Lage, ein erhöhtes Maß an Investitionssicherheit zu gewährleisten (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 17). Da allerdings lediglich ein Teil des gesamten Zahlungsstroms zur Deckung der Stromgestehungskosten einen langfristigen Charakter besitzt, kann die Planungssicherheit eines Kraftwerksbetreibers prinzipiell nicht im gleichen Maße garantiert werden, wie im Fall eines gesetzlichen Einspeisevergütungssystems. In diesem Zusammenhang bietet beispielsweise der im sogenannten *Reserve Capacity Mechanism*²² angewendete Zeitraum für eine inflationsbereinigte Leistungsvergütung von zehn Jahren mutmaßlich eine angemessene langfristige Planbarkeit für potenzielle Kraftwerksinvestoren (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 17). Hinsichtlich einer wettbewerblichen Finanzierung erneuerbarer Energien haben Stromanbieter somit eine geeignete Voraussicht auf die zu erwartenden Leistungspreise. Durch die technologiespezifische Gestaltung von Kapazitätsauktionen können zudem unterschiedliche Kraftwerkslebensdauern regenerativer Technologien berücksichtigt werden. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes für erneuerbare Energien bietet demzufolge wahrscheinlich eine hinreichend langfristige Planungssicherheit für Betreiber dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen und diesbezüglich einen positiven Einfluss hinsichtlich der Bereitstellung ausreichender fluktuierender Kapazitäten.

5.3.3.2 Vollkostendeckung

Wie bereits in Kapitel 3.3 angedeutet wurde, können fluktuierende Erzeugungsanlagen bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien auf den Strommärkten nicht von Situationen mit Kapazitätsknappheit bzw. sehr hohen Preisspitzen profitieren. Prämisse einer Kapazitätsszahlung ist es daher, mittels einer Vergütung der Leistungsbereitstellung nicht realisierbare Knappheitserlöse auszugleichen. Um in einem Marktsystem mit ergänzendem Kapazitätsmarkt eine wettbewerbliche Finanzierung der Stromgestehung erzielen zu können, müssen Kraftwerksbetreiber aus der Summe zweier Zahlungsströme – Verfügbarkeitsprämie und Vermarktungserlöse – ihre Vollkosten decken. In der Theorie ermöglicht das Instrument eines Kapazitätsmarktes somit grundsätzlich die Gewährleistung einer Deckung der langfristigen Gestehungskosten (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 17). In der Praxis muss hierzu die Summe aus ermittelter Kapazitätsprämie und Vermarktungserlösen auf

²² Der *Reserve Capacity Mechanism* ist ein Kapazitätsmarktmodell an der Südwestküste Australiens, das seit dem Jahr 2006 im Netzgebiet von Southwest Interconnected System angewendet wird, um ausreichende Erzeugungskapazitäten im System sicherzustellen (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 14 f.).

den Strommärkten mindestens den variablen und fixen Kraftwerkskosten entsprechen. Für eine Vollkostendeckung der erneuerbaren Stromerzeugung mittels Kapazitätsmarkt ist demnach in erster Linie die Höhe der wettbewerblich ermittelten Leistungspreise relevant. Inwiefern ein spezifisches Kapazitätsmarktmodell jedoch in der Lage ist, die Fixkosten regenerativer Erzeugungsanlagen zudecken, kann letztlich nur indirekt über das Investitionsverhalten potenzieller Investoren bestimmt werden (vgl. Süßenbacher et al. 2010, 13). Angesichts einer von fixen Anteilen dominierten Kostenstruktur können allerdings vor allem Investoren fluktuierender Windenergie- und Photovoltaikanlagen voraussichtlich geeignete Preisgebote für eine Leistungsbereitstellung abgeben. Schwankende Brennstoffpreise spielen ebenso wie eine unsichere Entwicklung der CO₂-Kosten hierbei keine Rolle. Unter der Annahme einer hohen technologischen Reife haben Anbieter dargbotsabhängiger Energien folglich eine perfekte Voraussicht auf die zu erwartenden Gesamtkosten eines Kraftwerkslebenszyklus. Lediglich die Existenz von *winner's curse* führt zu einem verbleibenden Risiko einer ineffizienten Preisbildung bei Kapazitätsauktionen und infolgedessen zu einem möglichen Ausbleiben vertraglich zugesicherter Kraftwerksinvestitionen. Ein technologiespezifisches Auktionsdesign ermöglicht zudem die Berücksichtigung unterschiedlicher Anforderungen. So gewährleisten separate Leistungsprämien – zum Beispiel für die kapitalintensive Installation eines Offshore-Windparks – einen fairen Wettbewerb innerhalb einer diversifizierten Erzeugungsstruktur. Kapazitätzahlungen stellen demnach eventuell eine Perspektive dar, erneuerbaren Erzeugungsanlagen eine Vollkostendeckung zu ermöglichen. Diese Tatsache ist jedoch nicht zuletzt von der spezifischen Gestaltung des Marktsystems abhängig. Letztendlich besteht weiterer Forschungs- und Erprobungsbedarf, ob das Instrument eines Kapazitätsmarktes tatsächlich in der Lage ist, eine Vollkostendeckung der erneuerbaren Stromgestehung realisieren zu können (vgl. Kopp et al. 2012, 12).

5.3.3.3 Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize

Um für die Bereitstellung zeitbezogener Investitionsanreize in die (erneuerbare) Erzeugungsstruktur zu sorgen, bedarf es einer Vorlaufzeit, die Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten potenzieller Kraftwerksprojekte abdeckt. In diesem Zusammenhang führt die Wahl einer hierzu geeigneten Vorlaufzeit für Kapazitätsauktionen in der Regel zu der Gewährleistung eines notwendigen Zeitraumes zur Realisierung von Kraftwerksprojekten. So könnte beispielsweise ein rollierendes Verfahren mit fünf Jahren Vorlauf ein realistisches

Szenario darstellen, um hinreichende Preissignale zu setzen (vgl. bne 2011, 43). Dagegen ist der Beschaffungszeitraum für Kapazitäten im sogenannten *Reliability Pricing Model*²³ mit lediglich drei Jahren möglicherweise zu kurzfristig gewählt (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 17). Die Gestaltung von Kapazitätsauktionen für erneuerbare Energien muss zudem berücksichtigen, dass provisorische bzw. vorläufige Planungen vor Auktionsbeginn für Kraftwerksbetreiber kleiner Erzeugungseinheiten ein größeres Risiko darstellen, als für Investoren von Großkraftwerken. Im Gegensatz zu den meisten derzeit existierenden Kapazitätsmarktmodellen für konventionelle Erzeugungsleistungen, muss die zeitliche Auktionsgestaltung daher explizit auf die Anforderungen potenzieller Investoren regenerativer Kraftwerkskapazitäten angepasst werden.

Geeignete ortsbezogene Anreize in die Erzeugungsstruktur können grundsätzlich im Rahmen marktunabhängiger Aspekte in das Auktionsdesign integriert werden. In einem Kapazitätsmarkt ist darüber hinaus der zentrale Koordinator in der Lage, zur Netzstabilisierung oder zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen entsprechende Allokationsanreize über räumlich begrenzte Teilmärkte zu setzen (vgl. bne 2011, 42). Angesichts potenzieller Unsicherheiten und fehlerhafter Prognoseverfahren bei der Ermittlung des notwendigen Kapazitätsbedarfs besteht hierbei allerdings die Gefahr von Wettbewerbsverzerrungen und Effizienzverlusten. Dennoch führt ein Kapazitätsmarkt wahrscheinlich zu geeigneten zeit- und ortsbezogenen Investitionsanreizen in die erneuerbare Erzeugungsstruktur.

5.3.3.4 Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen

Eine Vergütung der Leistungsverfügbarkeit innerhalb eines Versorgungsgebietes entspricht, ebenso wie die Bereitstellung von Regelenergie im aktuellen Marktdesign, im Wesentlichen einer Maßnahme zur Erhaltung der Versorgungssicherheit. In diesem Zusammenhang erfolgen Kapazitätszahlungen zum Wohle aller Akteure des Elektrizitätssystems. Eine Umlage über die Netzentgelte ist somit eine denkbare Vorgehensweise, um die Kosten eines Kapazitätsmarktes geeignet zu refinanzieren (vgl. bne 2011, 49; Flinkerbusch und Scheffer 2012, 12; Herrmann und Ecke 2012, 29). Demnach wäre der Strompreis für Endverbraucher von den wettbewerblich ermittelten Kapazitätszahlungen abhängig. Infolgedessen besitzt vor allem die Fähigkeit des zentralen Koordinators, den zukünftig benötigten

²³ Das *Reliability Pricing Model* ist ein Kapazitätsmarktmodell, dass seit dem Jahr 2007 von der PJM Interconnection LLC, einem nordamerikanischen Übertragungsnetzbetreiber, angewendet wird, um ausreichende Erzeugungskapazitäten im System sicherzustellen (vgl. Süßenbacher et al. 2011, 14 f.).

Leistungsbedarf möglichst genau zu prognostizieren, einen erheblichen Einfluss auf die gesamtwirtschaftliche Effizienz der Stromversorgung bzw. auf das Strompreisniveau für Endverbraucher. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes verursacht enorme Verteilungswirkungen, die sich in erster Linie auf die Wettbewerbsfähigkeit von Bestandsanlagen auswirken und daher einen großen Widerstand entsprechender Erzeugungsunternehmen provozieren können (Herrmann und Ecke 2012, 28 ff.). Hinsichtlich einer hohen Investitionssicherheit für erneuerbare Erzeugungsanlagen sind u.a. die Möglichkeiten zur Marktmachtausübung, anfallende Transaktionskosten sowie die Transparenz der Marktvorgänge relevant. Letztendlich ist die Existenz effizienter Verteilungswirkungen in einem Marktsystem mit ergänzendem Kapazitätsmarkt vor allem von der konkreten Gestaltung des Auktionsdesigns abhängig. Vor diesem Hintergrund könnte ein Kapazitätsmarktmodell für erneuerbare Energien eventuell geeignete Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen auf den deutschen Strommärkten bereitstellen.

5.3.3.5 Integrationstiefe und Komplexität des Marktsystems

Die Erweiterung des bestehenden Marktsystems um einen Kapazitätsmarkt für erneuerbare Energien stellt in erster Linie eine fundamentale Veränderung des zugrunde liegenden energiepolitischen Zielfokus dar. So führt eine Förderung mittels fester Einspeisevergütung hauptsächlich zu einer Erhöhung der regenerativ erzeugten Strommenge, wohingegen Kapazitätsmechanismen allgemein die Verfügbarkeit installierter (erneuerbarer) Erzeugungsleistungen innerhalb eines Versorgungsgebietes gewährleisten sollen (vgl. Boute 2012, 75). Darüber hinaus bedeutet die Einrichtung einer zentralen Instanz zur Prognose des Leistungsbedarfs sowie optional zur Koordination der Leistungsnachfrage eine strukturelle Neuerung gegenüber den bestehenden Marktstrukturen. Eine optionale Einbeziehung von EVU und Verbrauchern zur Kapazitätsnachfrage erweist sich zudem als tiefgreifende Veränderung der Wettbewerbsvorgänge auf den Strommärkten. So wird der Stromeinkauf teilnehmender Akteure am deutschen Großhandelsmarkt für Strom bislang nicht erfasst und lässt infolgedessen keine direkte Ableitung von Kapazitätsverpflichtungen zu (vgl. Flinkerbusch und Scheffer 2012, 10). Wissenschaftliche Analysen bestehender Kapazitätsmarktmodelle für konventionelle Erzeugungstechnologien kommen übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass die interdependenten Wirkungsweisen des Marktsystems sehr komplex sind und voraussichtlich nur schwer mit desintegrierten Strukturen harmonisiert werden können (vgl. Süßenbacher et al. 2010; Siegmeier 2011; Flinkerbusch und Scheffer 2012).

Die Einführung eines Kapazitätsmarktmodells für erneuerbare Erzeugungsleistungen führt demnach wahrscheinlich nicht zu einer angemessenen Komplexität des Marktdesigns.

5.3.3.6 Übersicht der Bewertungsergebnisse

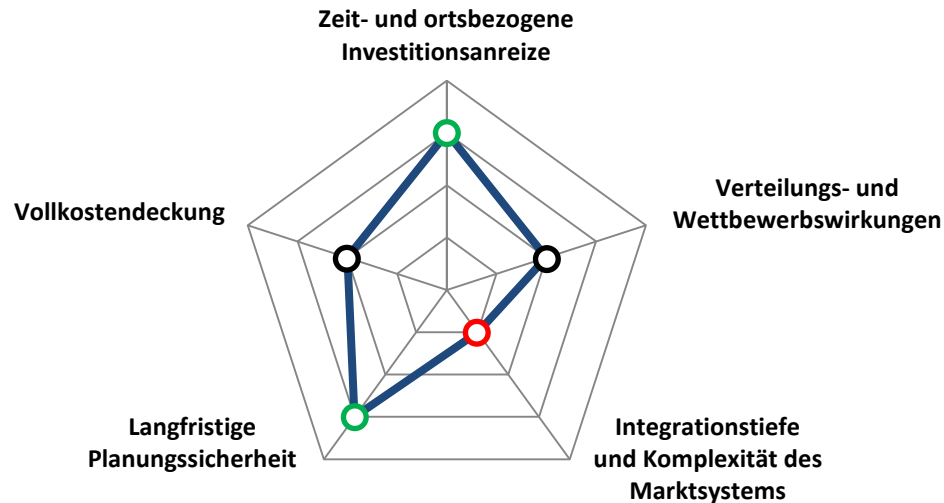


Abbildung 25 Bewertung einer Einführung von Kapazitätsmechanismen

Quelle: eigene Darstellung

In Abbildung 25 ist die Bewertung eines Kapazitätsmarktes für erneuerbare Energien hinsichtlich der in Kapitel 4 definierten Kriterien in Form eines Netzdiagramms dargestellt. Demnach hat die Einführung von Kapazitätszahlungen wahrscheinlich einen positiven Einfluss auf die langfristige Planungssicherheit potenzieller Kraftwerksinvestoren sowie auf die Bereitstellung zeit- und ortsbezogener Investitionsanreize in die erneuerbare Erzeugungsstruktur. Zudem können die in Kapazitätsauktionen ermittelten Leistungsprämien eventuell eine Vollkostendeckung der erneuerbaren Stromgestehung gewährleisten sowie effiziente Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen ermöglichen. Jedoch sind beide Aspekte grundsätzlich von der spezifischen Gestaltung des Marktdesigns abhängig und bedürfen weiterer Forschungs- und Erprobungsarbeit. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes führt darüber hinaus wahrscheinlich zu einer hohen Komplexität des Marktsystems.

5.4 Technologiespezifische Auktionen für langfristige Verträge

Die Implementierung technologiespezifischer Auktionen für langfristige Stromlieferverträge zur Gewährleistung von Investitionen in die Erzeugungsstruktur geht mit einer wesentlichen Umstrukturierung respektive einem hohen Veränderungsgrad des aktuellen Marktdesigns einher. Grundlegendes Ziel ist es, *Adequacy* und *Security* installierter Kapazitäten

mit einer kosteneffizienten Energiebeschaffung sowie einem angemessenen Risikoverhältnis zwischen Investoren und Verbrauchern in Einklang zu bringen, um ein verlässliches Stromangebot am Markt sicherzustellen. Im Gegensatz zum Konzept preis- und mengenbasierter Kapazitätsmechanismen erhalten Betreiber erneuerbarer Kraftwerke in diesem Fall keine ausschließlich auf der bereitgestellten Kapazität basierende Prämie, sondern eine langfristig festgelegte Vergütung der tatsächlich gelieferten Strommenge.

Der methodische Ansatz des Marktsystems orientiert sich elementar an der Vergabep Praxis öffentlicher Aufträge. So werden Ausschreibungen zum Ausbau der Verkehrs- oder Breitbandinfrastruktur ebenfalls mit der Vorgabe durchgeführt, ein bestimmtes Versorgungsziel zu erreichen. In mehreren lateinamerikanischen Ländern werden Auktionsverfahren für Stromlieferverträge bereits seit Jahren erfolgreich durchgeführt und auch in Großbritannien existieren erste Überlegungen, derartige Mechanismen zur Förderung von Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen einzuführen (vgl. Skea et al. 2011, 18 ff.). Insbesondere Erfahrungen des brasilianischen Strommarktes sind für die Betrachtung einer Stromversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland äußerst relevant. So ist das Stromangebot in Brasilien sehr stark von Wasserkraftwerken²⁴ geprägt und infolgedessen vom meteorologischen Dargebot abhängig. Darüber hinaus besitzen Wasserkraftwerke eine von Fixkosten dominierte, kapitalintensive Struktur der Gestehungskosten und somit vergleichbare Merkmale wie beispielsweise Offshore-Windkraftanlagen.

Die Adaption fester Einspeisevergütungssysteme in vielen europäischen Ländern sowie der erfolgreiche Zubau EEG-geförderter Erzeugungsanlagen in Deutschland verdeutlichen den grundsätzlich positiven Einfluss langfristig gesicherter Erlöse für eine Gewährleistung ausreichender Investitionsanreize. Demnach führen sogenannte *feed-in-tariffs* (FIT) in der Regel zu einer Vollkostendeckung der Stromerzeugung und infolge rentabler Kraftwerksinvestitionen zu einer hohen Versorgungssicherheit. Jedoch verursachen marktunabhängige Aspekte von FIT-Mechanismen immer wieder Verzerrungen infolge einer Diskrepanz zwischen Erzeugung und Nachfrage sowie einer willkürlichen Festlegung der Vergütungssätze (vgl. Kapitel 3.2.1). Auktionsverfahren für langfristige Lieferverträge nutzen dagegen die vorteilhaften Wirkungen von FIT und versuchen gleichzeitig die genannten Defizite durch

²⁴ In Brasilien lag der Anteil installierter Wasserkraftkapazitäten an der gesamten Systemleistung zum Jahresende 2011 bei rund 73 Prozent (vgl. Operador Nacional Do Sistema Eléctrico 2011).

geeignete wettbewerbliche Komponenten zu beseitigen. Als Konsequenz verlieren die bestehenden Strukturen des Großhandelsmarktes für Strom zwangsläufig an Einfluss.

Nachfolgend werden zuerst theoretische Grundlagen technologiespezifischer Auktionsverfahren für langfristige Stromlieferverträge beschrieben. Im Anschluss werden qualitative Auswirkungen eines derartigen Marktdesigns für die deutschen Strommärkte untersucht. Darauf aufbauend erfolgt die Bewertung der Gestaltungsoption für ein Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien anhand der in Kapitel 4 vorgestellten Kriterien.

5.4.1 THEORETISCHE GRUNDLAGEN VON STROMAUKTIONEN

Die Rahmenbedingungen, unter denen sich Ausschreibungsverfahren für Stromlieferverträge entwickelt haben, verdeutlichen die Relevanz dieses Marktsystems im Hinblick auf die zukünftige Situation in Deutschland. In der Vergangenheit führten grundlegende, strukturelle Unterschiede im Vergleich mit Industrienationen zu signifikanten Problemen für eine gesicherte Stromversorgung in Entwicklungsländern, wie zum Beispiel in Lateinamerika. So reagiert zum einen ein Stromangebot, welches sich stark an der Konjunktur günstiger Wasserkraftbedingungen orientiert, nur schwach auf volatile Spotmarktpreise zum Ausbau neuer Kapazitäten (vgl. Moreno et al. 2010, 5759). Zum anderen haben Länder wie Brasilien enorme Anstiege der Stromnachfrage zu verzeichnen, was wiederum einen kontinuierlichen, jährlichen Zubau neuer Kapazitäten bedingt (vgl. Moreno et al. 2010, 5760). Ähnliche Voraussetzungen unterschiedlichen Ursprungs sind in den kommenden Jahrzehnten auf den deutschen Strommärkten möglich. Hohe Anteile fluktuierender Wind- und Sonnenenergie könnten infolge mangelnder Spotmarktsignale zu ausbleibenden Kraftwerksinvestitionen führen. Darüber hinaus erfordert ein massiver Ausbau erneuerbarer Energien zukünftig vergleichbare Dimensionen hinsichtlich eines jährlichen Kapazitätszubaues. So beträgt der prognostizierte regenerative Leistungszubau nach dem Referenzszenario des BMU bis zum Jahr 2020 jährlich mindestens 6 GW (vgl. DLR et al. 2012, 117).

Das sogenannte *Mengen-Markt-Modell* von *Groscurth und Bode* adaptiert grundlegende Regeln des brasilianischen Marktsystems und beschreibt konzeptuell ein Vergütungssystem für dargebotsabhängige und -unabhängige regenerative Erzeugungsanlagen, beruhend auf technologiespezifischen Auktionsverfahren für langfristige Stromlieferverträge (vgl. 2011). Im weiteren Verlauf werden grundsätzliche, theoretische Merkmale eines solchen Marktsystems dargestellt. Beschreibungen praktischer Gestaltungsaspekte dienen lediglich zur Veranschaulichung der theoretischen Betrachtungsweise.

Ausschreibungen für dargebotsabhängige Energien beinhalten nach dem *Mengen-Markt-Modell* den Ankauf einer festgelegten Gesamtstrommenge in TWh. Diese ergibt sich aus einer definierten installierten Kapazität in GW zu einer vorgegebenen Anzahl an Volllaststunden pro Jahr über einen festen Lieferzeitraum (vgl. Groscurth und Bode 2011, 5 f.). Ausschreibungen für dargebotsunabhängige (erneuerbare) Energien beinhalten nach dem *Mengen-Markt-Modell* dagegen lediglich eine Prämie für die Bereitstellung einer festgelegten Kapazität. Dieses Konzept einer reinen Verfügbarkeitsprämie orientiert sich am Mechanismus mengenbasierter Kapazitätzahlungen (vgl. Kapitel 5.3). Durch diese Unterscheidung soll eine prioritäre Einspeisung fluktuierender Erzeugungsanlagen gewährleistet werden (vgl. Groscurth und Bode 2011, 9).

Stromanbieter geben ihre Gebote in Euro pro Megawattstunde entweder für die jeweils veranschlagte Gesamtstrommenge oder optional durch Poolbildung mehrerer Anbieter ab. Um einen verlässlichen Preisfindungsprozess zu gewährleisten, hat sich in Brasilien das Format der *descending clock auction* bewährt (vgl. Kapitel 5.3.1). In diesem Fall wird mit einem Vorbehaltspreis begonnen, der dem höchsten Preis entspricht, zu dem der Auktionator bereit ist, die gelieferte Strommenge zu vergüten (vgl. Varian 2011, 350). In der Folge müssen die Bieter in zeitlich begrenzten Auktionsrunden hinreichend niedrige Gebote abgeben, um an der finalen Verhandlungsrunde teilnehmen zu dürfen. In dieser Runde werden mittels versiegelter *Pay-as-bid* Gebote in einer *Multi-unit* Auktion die niedrigsten Preis-Mengen-Kombinationen ermittelt, die den Preis der vorangegangenen Auktionsrunde nicht übersteigen dürfen und den Bedarf der ausgeschriebenen Strommenge kostenoptimal decken (vgl. Moreno et al. 2010, 5763). Die Bezuschlagung der Gebote erfolgt beginnend mit dem niedrigsten Gebot aufsteigend, bis die ausgeschriebene Strommenge abgedeckt ist.

Nach dem *Pay-as-bid* Prinzip erhält jeder Auktionsgewinner einen individuellen Vertrag mit einem Gesamtvolumen, das sich aus dem Produkt der bezuschlagten Menge zum gebotenen Preis ergibt. Darüber hinaus enthält der Vertrag eine bedingungslose Einspeiseverpflichtung seitens des Elektrizitätserzeugers (vgl. Groscurth und Bode 2011, 7). Die vertraglich festgelegte Vergütung der Kraftwerksbetreiber erfolgt ab der Inbetriebnahme für die tatsächlich eingespeiste Strommenge. Im Fall positiver oder negativer Abweichungen der Einspeisewerte von der vertraglich fixierten Strommenge verkürzt oder verlängert sich die Vertragslaufzeit infolgedessen entsprechend, bis die Gesamtstrommenge erreicht wurde (vgl. Groscurth und Bode 2011, 8 f.). Wesentliche Restriktion ist somit die vertraglich zugesicherte Gesamteinspeisung. Nach Erfüllung der Vertragskonditionen ist, neben einer

erneuten Versteigerung existenter Kapazitäten nach brasilianischem Vorbild, eine wettbewerbliche Vermarktung über den Großhandelsmarkt für Strom durch die Kraftwerksbetreiber denkbar. Die zuletzt genannte Möglichkeit orientiert sich an der Direktvermarktung erneuerbarer Energien nach Ablauf des EEG-Förderzeitraums (vgl. BMJ 2011, 21 f.).

In der Theorie organisiert eine staatliche oder staatlich regulierte Instanz in regelmäßigen Abständen Auktionen zur Vergabe langfristiger Stromlieferverträge. Nach dem Vorbild eines zentralen Ankäufers regenerativer Endenergie könnte ein sogenannter *Centralised Intermittent Renewables Aggregator* (CIRA) diesen Strom im Anschluss über die Strommärkte vertreiben (vgl. Hesmondhalgh et al. 2010, 28 ff.). In Deutschland übernehmen derzeit die ÜNB den Ankauf und Vertrieb des nach dem EEG vergüteten Stroms über die Börse. Angesichts der gesicherten EEG-Umlage fehlen jedoch Anreize für verlässliche Einspeiseprognosen, um Systemkosten durch Bilanzungleichgewichte zu reduzieren (vgl. Groscurth und Bode 2011, 9). Die Ausgestaltung einer zentralen Institution nach dem Vorbild eines CIRA sollte daher in erster Linie Anreize für eine hohe Prognosequalität gewährleisten (vgl. Hesmondhalgh et al. 2010, 29). Möglich wäre beispielsweise ein Modell, bei dem die Kraftwerksbetreiber für fehlerhafte Prognosen der eigenen Stromeinspeisung Strafzahlungen an den CIRA zahlen müssen. Gleichwohl bleibt auch im Fall eines einzigen Vertreibers fluktuierender Energien das Restrisiko fehlerhafter Bilanzplanungen bestehen.

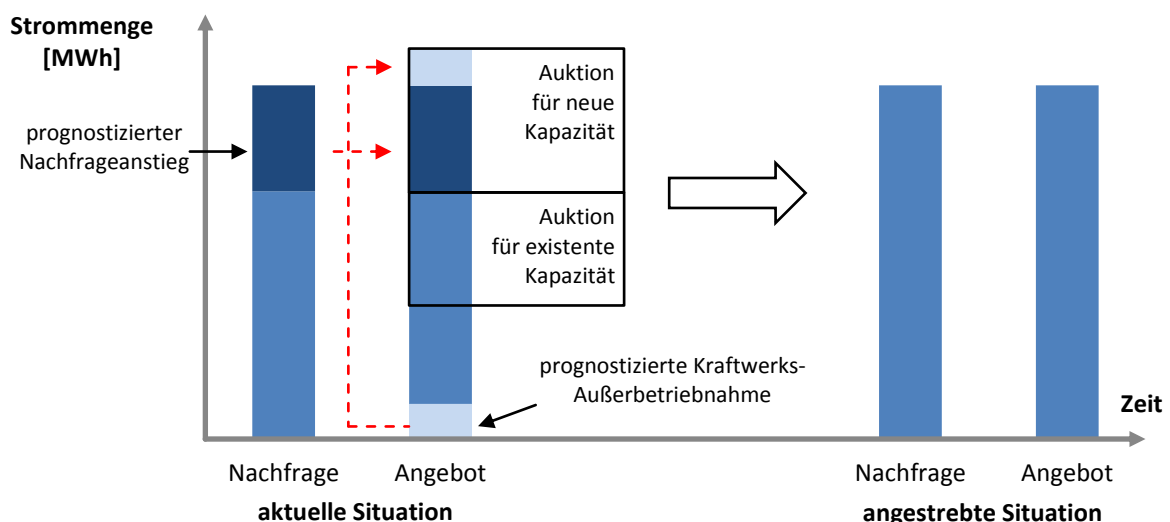


Abbildung 26 Philosophie von Stromauktionen für neue und existente Kapazitäten

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Moreno et al. 2010, 5761

Ausschreibungsplanung und -inhalt richten sich in der Regel nach dem erforderlichen Kapazitätsbedarf zur Deckung der zu erwartenden Nachfrage. Daneben sind generell auch

marktunabhängige Auktionen zur Förderung spezifischer Technologien oder für bestimmte Projekte möglich. In Abbildung 26 ist die prinzipielle Philosophie von Auktionsverfahren für neue und existente Kapazitäten dargestellt. Der Bedarf neuer Erzeugungsleistungen am Markt wird demnach mittels prognostizierter Nachfrageentwicklung sowie anhand der Lebensdauer des bestehenden Kraftwerksparks abgeschätzt (vgl. Abbildung 26). So führt ein Nachfrageanstieg sowie die Außerbetriebnahme alter Kraftwerke zu entsprechenden Auktionen für neue Erzeugungskapazitäten. Somit ist das resultierende Stromangebot letztlich stark von der jeweiligen Prognosequalität notwendiger Zubauleistungen abhängig.

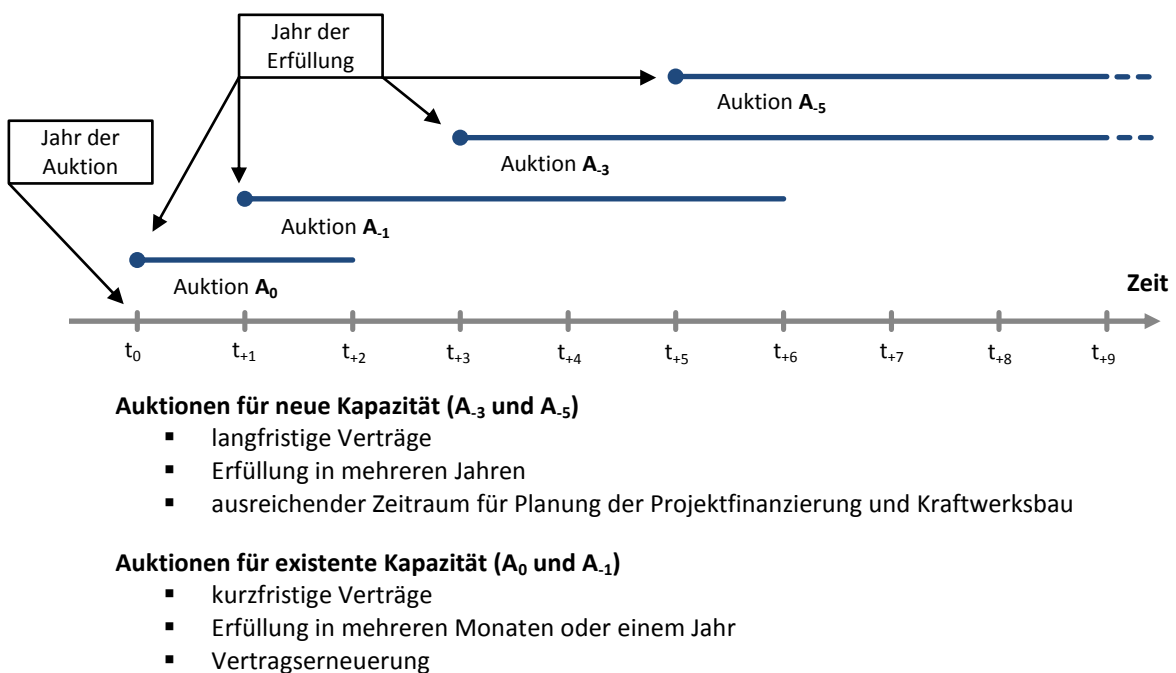


Abbildung 27 Gestaltung von Stromauktionen am Beispiel von Brasilien

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Moreno et al. 2010, 5762

Der zeitliche Ausschreibungsrythmus bedarf dagegen einer Berücksichtigung dynamischer Marktelemente. Abbildung 27 stellt hierzu die Auktionsstruktur in Brasilien vor. In diesem Fall erfolgt die kontinuierliche Versteigerung neuer Kapazitäten zweimal im Jahr, um sich gegen das Risiko von Nachfrageschwankungen hinreichend absichern zu können. Ein Erfüllungszeitraum von mehreren Jahren garantiert Investoren ausreichend Zeit für die Projektplanung und den Kraftwerksbau. Langfristige Lieferverträge wiederum sichern die *Adequacy* installierter Kapazitäten. Unabhängig davon können optional Auktionen zur Vertragserneuerung existenter Kapazitäten jährlich und Auktionen zum Ausgleich von Lastkorrekturen vierteljährlich abgehalten werden (vgl. Abbildung 27). Die Lieferverträge haben in diesem Fall eine kurzfristige Erfüllung von mehreren Monaten bis zu einem Jahr.

Grundsätzlich besitzt die Gestaltung des Auktionsdesigns eine hohe Flexibilität bezüglich der Anpassung an spezifische Bedürfnisse eines Elektrizitätssystems. So ist beispielsweise bei Bedarf eine zusätzliche Differenzierung nach geographischen Kraftwerksstandorten sowie eine verpflichtende Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Absicherung der Netzstabilität umsetzbar (vgl. Groscurth und Bode 2011, 6). Für einen zielgerichteten Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen ist jedoch vor allem die technologiespezifische Unterscheidung bei der Versteigerung langfristiger Stromlieferverträge wesentlich.

5.4.2 QUALITATIVE AUSWIRKUNGEN FÜR DIE DEUTSCHEN STROMMÄRKTE

Nachstehend werden qualitative Auswirkungen technologiespezifischer Ausschreibungsverfahren zur Stromerzeugung für verschiedene problemrelevante Aspekte der deutschen Strommärkte untersucht. In diesem Zusammenhang werden insbesondere potenzielle Effekte für die Entwicklung der Marktpreise sowie für die resultierenden Rahmenbedingungen einer Vollkostendeckung der erneuerbaren Stromgestehung betrachtet.

Die Vergütung regenerativ erzeugter Endenergie orientiert sich bei einer Versteigerung langfristiger Lieferverträge grundsätzlich am Modell eines FIT-Systems mit gesicherten und kalkulierbaren Erlösen für Stromanbieter. Abhängig von der jeweiligen Höhe der Vergütungssätze führen FIT in der Regel zu einer garantierten Vollkostendeckung der Stromerzeugung und infolgedessen zu einer Gewährleistung von Investitionsanreizen zum Bau neuer Erzeugungsleistungen (vgl. Kapitel 3.2.1). Im Gegensatz zu der gesetzlichen Vergütung nach dem EEG, bilden sich die Einnahmen der Stromanbieter bei Ausschreibungsverfahren durch einen Wettbewerb der Auktionsteilnehmer. Unter der Annahme rationaler Gebote und der Existenz eines vollkommenen Marktes stellen sich somit theoretisch Vergütungssätze ein, die den Kraftwerksbetreibern eine Deckung ihrer Vollkosten ermöglichen und zudem die Nachfrage am Markt kosteneffizient befriedigen.

Grundsätzlich besteht bei Auktionen zur Vergabe von Stromlieferverträgen ebenfalls das bereits dargelegte verhaltensökonomische Phänomen des *winner's curse*, bei dem die Auktionsteilnehmer den Wert des zu versteigernden Gutes – in diesem Fall eine bestimmte Strommenge – unterschiedlich einschätzen (vgl. Kapitel 5.3.2). Indem potenzielle Kraftwerksinvestoren unbedingt versuchen, den Zuschlag für die Erzeugung einer ausgeschriebenen Strommenge zu erhalten, könnte es infolge von *winner's curse* zu unrealistisch niedrigen Geboten bei der Durchführung von Auktionsverfahren für langfristige Stromlieferverträge kommen. Ein hierzu relevantes Beispiel aus der jüngeren Vergangenheit ist die

eindeutige Wertüberschätzung bietender Telekommunikationsunternehmen bei der Versteigerung von Mobilfunk-Lizenzen²⁵. Nach Expertenmeinung ist der Nachweis von *winner's curse* in der Praxis ausschließlich *a posteriori* eindeutig möglich und kann somit, anders als in der Theorie, nicht durch Sicherheitsabschläge auf die Gebote verhindert werden (vgl. Skea et al. 2011, 20). Um Fehleinschätzungen der Bieter und die Gefahr irrational niedriger Gebote zu begrenzen, bedarf es daher vor allem der Einführung von Strafzahlungen für den Fall, dass zugeteilte Lieferverträge nicht erfüllt werden. Darüber hinaus wäre eine Zertifizierung von Kraftwerksinvestoren hinsichtlich technischer und finanzieller Anforderungen denkbar. Vor dem Hintergrund einer vielfältigen Anbieterstruktur erneuerbarer Energien darf eine Gestaltung entsprechender Auktionszulassungen den Kreis potenzieller Teilnehmer allerdings nicht zu Gunsten größerer Unternehmen einschränken. Letztendlich führt *winner's curse* zu einem verbleibenden Risiko einer ineffizienten Preisbildung technologiespezifischer Stromauktionen und infolgedessen zu einem möglichen Ausbleiben von vertraglich zugesicherten Kraftwerksinvestitionen.

Um Unsicherheiten bezüglich realer Investitionskosten vorzubeugen, ist bei der Auktionskonzeption zusätzlich ein größtmögliches Maß an Transparenz notwendig. So könnte beispielsweise die zentrale Bereitstellung von Informationen über meteorologische Voraussetzungen dargebotsabhängiger Energien sowie über weitere relevante Rahmenbedingungen die Gefahr fehlerhafter Projektplanungen reduzieren und zugleich einen effizienten Wettbewerb potenzieller Investoren fördern. Darüber hinaus führen Erfahrungen vergangener Auktionen in der Regel zu Lerneffekten bei der zukünftigen Beurteilung von Kosten und Erlösen einer Kraftwerksinvestition seitens der Bieter. Ähnliches gilt für die Lernkurve von gesetzlich festgelegten Vergütungssätzen in einem FIT-System. Aus diesem Grund ist es im Fall sich in der Entwicklung befindlicher, regenerativer Erzeugungstechnologien besonders wichtig, die Gestaltung des Marktsystems auf lange Sicht auszulegen. So haben Investoren die Gewissheit, eigene Erfahrungen aus der Einführungsphase bei der zukünftigen Gebotslegung und Projektplanung nutzen zu können und daher den Anreiz, eine mögliche Zurückhaltung hinsichtlich eines neugestalteten Marktsystems abzulegen.

Zur Gewährleistung einer effizienten Marktpreisfindung haben sich in der Praxis Auktionsverfahren nach dem *Pay-as-bid* Prinzip bewährt (vgl. Moreno et al. 2010, 5763). Die

²⁵ Bei der Versteigerung von Universal Mobile Telecommunications System (UMTS)-Lizenzen wurden in mehreren europäischen Ländern deutlich höhere Erlöse erzielt als erwartet (vgl. Skea et al. 2011, 20).

Vorgabe eines hinreichend hohen Vorbehaltspreises bei einer *descending clock auction* ist eine geeignete Maßnahme, um die Höhe der zu erwartenden Preise begrenzen zu können. Dieser kann zusätzlich mittels *ex-post* Informationen über Erlöse von Stromanbietern angepasst werden und bietet somit die Möglichkeit für Lerneffekte. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass der zugrunde liegende Zweck von Auktionen eine wettbewerbliche Preisbildung ist und eine begrenzte Kontrollierbarkeit demnach ein beabsichtigtes Gestaltungsmerkmal darstellt. Letztendlich führen Auktionsverfahren vor allem auf lange Sicht tendenziell zu einer verlässlichen Marktpreisbildung und infolgedessen u.a. zu hinreichend hohen Erlösen für Betreiber erneuerbarer Erzeugungsanlagen.

Die Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung nicht zuletzt aufgrund des hohen wirtschaftlichen und technologischen Potenzials ein fortlaufender Prozess. Innovative Technologielinien – wie zum Beispiel die für Deutschland relevante Offshore-Windenergie – besitzen in der Regel eine vergleichsweise geringe technische Reife und somit größtenteils prognostizierte Kostenwerte. Auktionsteilnehmer mit unzureichenden *ex-ante* Informationen über Kostenstrukturen sind allerdings nicht zwangsläufig in der Lage, realistische marktbasierte Gebote für langfristige Stromlieferverträge abzugeben. Demnach können die ermittelten Marktpreise von Ausschreibungsverfahren für noch nicht ausgereifte oder innovative Technologien unter Umständen keine Vollkostendeckung der Stromgestehung garantieren. So führte beispielsweise ein kontinuierlicher Anstieg der Gestehungskosten von Offshore-Windparks seit der Markteinführung in Großbritannien, der u.a. mangelhafter Prognosen und fehlender Erfahrungen geschuldet war, zu erheblichen Marktverzerrungen (vgl. Greenacre et al. 2010, 11 ff.). Diesbezüglich stellen technologiespezifische Stromauktionen eine große Herausforderung für die Vielfalt erneuerbarer Energien dar.

5.4.3 BEWERTUNG

Im Folgenden werden die qualitativen Auswirkungen eines Marktsystems auf Basis von Ausschreibungsverfahren für regenerativ erzeugte Strommengen anhand der in Kapitel 4 vorgestellten Kriterien bewertet. In Tabelle 8 sind hierzu theoretische Merkmale technologiespezifischer Auktionen für langfristige Lieferverträge in einer Übersicht dargestellt.

Tabelle 8 Theoretische Gestaltungsmerkmale von Auktionen für Stromlieferverträge

Merkmale technologiespezifischer Auktionen für langfristige Verträge
<ul style="list-style-type: none">▪ Bereitstellung neuer Stromnachfrage wird in jedem Fall über Auktionen sichergestellt▪ Bereitstellung der gesamten Nachfrage über Auktionen möglich▪ Bedarf auktionierter Strommengen wird von einer zentralen Instanz prognostiziert▪ Zentrale Auktionsverfahren mit einem zentralen Stromankäufer und -verteiler▪ Frühzeitige und regelmäßige Auktionsdurchführung für neue Erzeugungsleistungen▪ <i>Pay-as-bid</i> Auktionsdesign mit kombinierten Preis-Mengen-Geboten▪ Vergabe langfristiger Stromlieferverträge für neue Erzeugungsleistungen▪ Erzeugungsanlagen erhalten einen festen Zahlungsstrom für die erzeugte Strommenge▪ Möglichkeit die Eignung von Auktionsteilnehmern zu zertifizieren▪ Auktionen können orts- und interessensspezifische Aspekte enthalten

Quelle: eigene Darstellung

5.4.3.1 Langfristige Planungssicherheit

Grundsätzlich bietet die Vergabe von Stromlieferverträgen mittels Auktionsverfahren, ebenso wie das Einspeisevergütungssystem des EEG, einen positiven Effekt auf die langfristige Planungssicherheit von Kraftwerksbetreibern. So garantiert die vertraglich festgelegte Abnahme von Strommengen aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen in erster Linie eine gute Planbarkeit zukünftiger Einnahmen und somit ein entsprechend geringes Finanzierungsrisiko seitens potenzieller Investoren. Darüber hinaus ermöglicht eine technologiespezifische Vertragsgestaltung eine hohe Flexibilität bezüglich der Festlegung unterschiedlicher Laufzeiten. In diesem Zusammenhang könnte der in § 21 Absatz 2 EEG verankerte Vergütungszeitraum von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme als Orientierung dienen (vgl. BMJ 2011, 14). Eine vergleichbare Vertragslaufzeit bietet im Hinblick auf die zu erwartende Lebensdauer²⁶ regenerativer Erzeugungsanlagen eine hinreichend langfristige Sicherung zukünftiger Erlöse und daher für potenzielle Investoren einen hohen Anreiz zur Partizipation an Elektrizitätsauktionen. Betreiber erneuerbarer Kraftwerke haben in diesem Fall eine ausreichend lange Voraussicht bezüglich einer gewährleisteten Vollkostendeckung, unabhängig davon, welche Vermarktungsmöglichkeiten – Vertragserneuerung oder Direktvermarktung – das Marktdesign nach Vertragsablauf

²⁶ Die Lebensdauer einer Windenergieanlage beträgt in der Regel etwa 20 Jahre, die Lebensdauer einer Photovoltaikanlage beträgt in der Regel etwa 25 Jahre (vgl. Mayer-Spohn et al. 2007, 3).

vorsieht. Demnach bietet ein Marktsystem auf der Basis technologiespezifischer Auktionsverfahren für Stromlieferverträge sehr wahrscheinlich eine langfristige Planungssicherheit für Kraftwerksbetreiber und infolgedessen einen positiven Einfluss für die Bereitstellung von Anreizen zum Bau fluktuierender Erzeugungsanlagen.

5.4.3.2 Vollkostendeckung

In einem vollkommenen Markt ermöglicht das Konzept, langfristige Stromlieferverträge zu versteigern, theoretisch eine Vollkostendeckung der Stromgestehung. Im praktischen Anwendungsfall hängt dies jedoch im Wesentlichen von den ermittelten Vergütungssätzen für die ausgeschriebene Strommenge ab. Folglich können elementare Marktpreiseinflüsse eines wettbewerblich organisierten Marktes wie u.a. Marktmacht, Irrationalität und asymmetrische Informationen, eine stets verbleibende Unsicherheit bezüglich vollkostendeckender Marktpreise bewirken (vgl. Varian, 2011, 442 ff.). So führt beispielsweise die Gefahr unrealistisch niedriger Gebote, um die Auktion zu gewinnen, dazu, dass Investoren geplante Projekte aufgrund defizitärer Finanzierung unter Umständen nicht realisieren können. In diesem Fall würden die entsprechenden Stromlieferungen ausbleiben und *Adequacy* und *Security* installierter Systemkapazitäten wären gleichermaßen gefährdet. Darüber hinaus verursachen Fehleinschätzungen bezüglich zu erwartender Erzeugungskosten seitens der Bieter eine unsichere Marktpreisentwicklung und infolgedessen kritische Auswirkungen für eine Vollkostendeckung der Stromgestehung. Unter der Annahme, dass die Bieter ihre Gebotslegung anhand verlässlicher Kosteninformationen ausrichten, führen resultierende Auktionsergebnisse jedoch in der Regel zu einer Vollkostendeckung der Stromerzeugung. Insbesondere fluktuierende Windenergie- und Photovoltaikanlagen sind im Gegensatz zu fossilen Technologien privilegiert, ihre langfristigen Gestehungskosten zu prognostizieren (vgl. Kapitel 5.3.3.2). Betreiber dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen sind unabhängig von schwankenden Brennstoff- und CO₂-Kosten und können daher voraussichtlich realistische Gebote abgeben. Aufgrund dessen ermöglichen technologiespezifische Auktionen für langfristige Verträge, trotz eines verbleibenden Restrisikos, wahrscheinlich eine Vollkostendeckung der fluktuierenden Stromerzeugung und somit einen hohen Anreiz zur Investition in erneuerbare Kraftwerkstechnologien.

5.4.3.3 Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize

Eine zentrale Prognose des Kapazitätsbedarfs zur Deckung der Nachfrage ermöglicht prinzipiell eine frühzeitige Versteigerung neuer Erzeugungsleistungen, um Investoren einen

ausreichend langen Zeitraum für Genehmigungs-, Planungs- und Bauprozesse zu gewährleisten. Zusätzlich können durch eine zeitlich flexible Auktionsgestaltung unterschiedliche Erfüllungszeiträume und somit technologiespezifische Vorlaufzeiten für eine Kraftwerksinbetriebnahme berücksichtigt werden. Darüber hinaus können Auktionen ortsbezogene Aspekte enthalten. So erlaubt die differenzierte Ausschreibung einer festgelegten Strommenge für eine bestimmte Region – beispielsweise ein Bundesland oder einen geographisch begrenzten Standort – eine Einflussnahme auf den Bedarf notwendiger Netzinfrastuktur zum Stromtransport. In einem Nodalpreissystem ist diese Eigenschaft besonders vorteilhaft. Im derzeitigen deutschen Elektrizitätssystem, in dem die Stromverteilung über das Übertragungsnetz auf Basis von Transportentgelten geregelt wird, bilden ortsspezifische Auktionen in erster Linie eine Möglichkeit die Standorte von Erzeugungstechnologien mit ortsunspezifischen Anforderungen geeignet zu beeinflussen, um u.a. potenziellen Netzengpässen entgegenzuwirken. Allerdings besitzen marktunabhängige Gestaltungsaspekte immer das Risiko negativer Wettbewerbswirkungen infolge von Marktverzerrungen. So hängt die Effizienz von wettbewerbsfernen Aspekten bei der Auktionsgestaltung nicht zuletzt von der zugrunde liegenden Prognosequalität sowie unsicheren Annahmen ab. Dennoch haben technologiespezifische Auktionen für langfristige Stromlieferverträge sehr wahrscheinlich einen positiven Einfluss auf die Bereitstellung zeit- und ortsbezogener Investitionsanreize in einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien.

5.4.3.4 Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen

Aus der Sicht eines Endverbrauchers muss ein Marktsystem einerseits das Ziel haben, elektrische Energie zu niedrigen Preisen verfügbar zu machen und andererseits eine hohe gesamtwirtschaftliche Effizienz aufweisen. Letzteres ist beispielsweise gewährleistet, wenn die Stromversorgung im Sinne der Gesamtwohlfahrt verlässlich erfolgt und nicht von Interessen Einzelner abhängig ist. Stromauktionen haben grundsätzlich das Ziel, die ausgeschriebene Strommenge zu einem möglichst günstigen Preis zu versteigern. Jedoch hängen die resultierenden Marktpreise elektrischer Energie nicht zuletzt von der individuellen Gebotslegung der Marktteilnehmer ab, welche verhaltensökonomischen Phänomenen unterliegen kann. Insbesondere ist es im Allgemeinen sehr schwierig, das Auktionsdesign hinsichtlich zweier unterschiedlicher Zielvorgaben – in diesem Fall Preis und Menge – zu optimieren (vgl. Moreno et al. 2010, 5765). Demnach ist die Effizienz der Preisfindung direkt an die jeweilige Auktionsgestaltung geknüpft. Praktische Erfahrungen haben in diesem Zusammenhang gezeigt, dass vor allem *Pay-as-bid* Auktionen nach brasilianischem

Vorbild prinzipiell eine effiziente Preisfindung in einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien erreichen können (vgl. Moreno et al. 2010, 5765).

Aus der Sicht von Stromanbietern ist die Effizienz eines Marktsystems u.a. von der Höhe der Transaktionskosten und der Markttransparenz abhängig. Diesbezüglich verursachen zentrale, standardisierte Auktionsverfahren voraussichtlich wesentlich geringere *ex-ante* Kosten zur Informationsbeschaffung und Vertragsvereinbarung, als eine vielseitige Direktvermarktung über den Großhandelsmarkt für Strom. Jedoch besitzen Auktionen grundsätzlich das Risiko einhergehender Markteintrittsbarrieren infolge einer riskanten Partizipation sowie notwendiger finanzieller Vorleistungen (vgl. Skea et al. 2011, 20). Infolgedessen könnten vor allem kleinere Marktteilnehmer benachteiligt werden. Dies wiederum führt im Hinblick auf die vielfältige Eigentümerstruktur einer erneuerbaren Erzeugungsstruktur zu erheblichen Marktineffizienzen. Da große Stromanbieter ein hohes Ausführungsrisiko eingehen können, werden diese bei einer intransparenten Auktionsgestaltung zusätzlich bevorzugt. Vor dem Hintergrund zunehmend unterschiedlicher Marktteilnehmer bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien, muss das Auktionsdesign daher Aspekte zur Förderung von kleineren und mittleren Kraftwerksbetreibern beinhalten (vgl. Groscurth und Bode 2011, 6). Ebenso sind geeignete Maßnahmen zur Vermeidung von Marktmacht und Intransparenz im Wesentlichen vom Auktionsdesign abhängig. Demzufolge kann ein Marktsystem basierend auf technologiespezifischen Auktionen eventuell effiziente bzw. geeignete Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen bereitstellen, allerdings ist eine Erfüllung stark an die entsprechende Ausgestaltung des Marktdesigns gebunden.

5.4.3.5 Integrationstiefe und Komplexität des Marktsystems

Die Einrichtung eines zentralen CIRA bzw. einer vergleichbaren staatlichen oder staatlich regulierten Instanz stellt eine wesentliche, strukturelle Veränderung der zugrunde liegenden Wertschöpfungskette des deutschen Elektrizitätssystems dar. Ein zentraler Stromankäufer und -verteiler würde im Fall optionaler Ausschreibungsverfahren für bereits existente Erzeugungsleistungen, neben den obligatorischen Auktionen für neue Kapazitäten, für die Vermarktung des gesamten erneuerbaren Stromangebotes verantwortlich sein. Die Prognose des notwendigen Kapazitätsbedarfs sowie der zu erwartenden Stromeinspeisung erfolgt ebenfalls zentral bzw. wird zentral überwacht. Die Abstimmung von Erzeugung und Nachfrage spielt vor allem in einem Marktsystem mit hohen Anteilen fluktuierender Energien und wenigen regelbaren Erzeugungsanlagen eine wesentliche Rolle im Hinblick auf eine kosteneffiziente und verlässliche Stromversorgung. Aus diesem Grund bietet die

Ausgestaltung einer zentralen Institution nach dem Vorbild eines CIRA grundsätzlich die Möglichkeit für eine effektive Steuerung der erneuerbaren Stromerzeugung.

Die Komplexität eines Marktsystems auf Basis technologiespezifischer Stromauktionen ist in erste Linie von der konkreten Gestaltung der Ausschreibungsverfahren sowie zugehöriger Rahmenbedingungen abhängig. Aus Sicht potenzieller Kraftwerksinvestoren stellt sich die Vermarktung der erzeugten elektrischen Energie in diesem Fall aber voraussichtlich weniger komplex dar und ist mit einer größeren Sicherheit verbunden, als der Vertrieb über den Großhandelsmarkt für Strom im aktuellen Marktdesign. Zudem ermöglicht die beeinflussbare Komplexität von Stromauktionen eine EU-weite Einführung des Marktkonzeptes und somit die Erschließung eines großen Investorenkreises (vgl. Groscurth und Bode 2011, 13). Demzufolge bieten technologiespezifische Auktionen für langfristige Stromlieferverträge eventuell die Möglichkeit für eine geeignete Komplexität des Marktsystems.

5.4.3.6 Übersicht der Bewertungsergebnisse

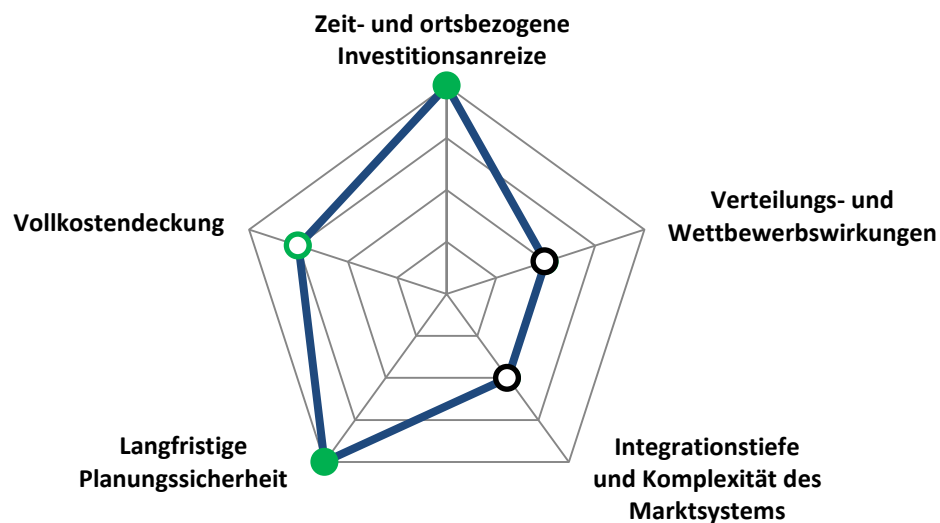


Abbildung 28 Bewertung technologiespezifischer Auktionen für langfristige Verträge

Quelle: eigene Darstellung

In Abbildung 28 ist die Bewertung technologiespezifischer Auktionen für Stromlieferverträge hinsichtlich der in Kapitel 4 definierten Kriterien in Form eines Netzdiagramms dargestellt. Stromauktionen besitzen demnach sehr wahrscheinlich einen positiven Einfluss für eine langfristige Planungssicherheit potenzieller Kraftwerksinvestoren sowie für die Bereitstellung zeit- und ortsbezogener Investitionsanreize in regenerative Kraftwerke. Darüber hinaus wird eine Vollkostendeckung der erneuerbaren Stromgestehung wahrscheinlich erreicht. Dagegen sind die Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen ebenso wie die

Komplexität des Marktsystems stark von grundlegenden Gestaltungsaspekten des Marktdesigns abhängig, bieten jedoch eventuell die Möglichkeit für eine geeignete Effizienz.

5.5 Zusammenfassung der Bewertungsergebnisse

Um die vorliegende Untersuchung ausgewählter Gestaltungsoptionen hinsichtlich der Eignung für ein Strommarktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zusammenzufassen, werden im Weiteren positive und negative Aspekte der unterschiedlichen Ansätze gegenübergestellt. Tabelle 9 bietet hierzu eine Übersicht der einzelnen Bewertungsergebnisse. Darauf aufbauend ist ein Vergleich der unterschiedlichen Marktsysteme bezüglich spezifischer Merkmale möglich. Zudem können diese – unter Vernachlässigung einer Gewichtung der Bewertungskriterien – hinsichtlich des gesamten, vorliegenden Zielsystems miteinander verglichen werden. Da sich die Gestaltungsoptionen jedoch angesichts eines divergierenden Veränderungsgrades des aktuellen Marktdesigns zum Teil stark unterscheiden, sind potenzielle Aussagen, die ausschließlich auf der Eignung einzelner Bewertungskriterien basieren, nur begrenzt aussagekräftig. Konkrete Handlungsempfehlungen für die Gestaltung eines Elektrizitätssystems mit regenerativer Erzeugungsstruktur können demnach nur in Abhängigkeit von Annahmen über energiepolitische Zielsetzungen sowie über exogene Rahmenbedingungen getroffen werden.

Tabelle 9 Übersicht der Bewertungsergebnisse

Gestaltungsoption	Langfristige Planungssicherheit	Vollkostendeckung	Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize	Verteilungs- und Wettbewerbseffekte	Integrationstiefe und Komplexität
Veränderung der Preissetzung am Spotmarkt	●	○	●	○	○
Zubau von Stromspeichern	○	○	●	○	○
Einführung von Kapazitätsmechanismen	○	○	○	○	○
Technologiespezifische Auktionen für langfristige Verträge	●	○	●	○	○

Quelle: eigene Darstellung

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung lassen sich anhand der Bewertungsergebnisse aus Tabelle 9 u.a. zwei Ableitungen treffen. So hat zum einen die potenzielle Einführung einer *Pay-as-bid* Preissetzung am Spotmarkt der Strombörse in allen Kriterien eine schlechtere oder gleiche Bewertung erhalten als die weiteren untersuchten Gestaltungsoptionen. Zum anderen besitzt die potenzielle Umsetzung technologiespezifischer Auktionsverfahren für langfristige Lieferverträge in allen Kriterien des Zielsystems eine bessere oder gleiche Beurteilung im Vergleich zu den weiteren untersuchten Marktsystemen.

Im Folgenden werden die wesentlichen, in Kapitel 5 erarbeiteten Bewertungsergebnisse jeweils kurz zusammengefasst und anschließend vor dem Hintergrund einer wettbewerblichen Finanzierung erneuerbarer Energien in die zukünftige Entwicklung der deutschen Strommärkte eingeordnet.

Eine *Pay-as-bid* Preissetzung am Spotmarkt der Strombörse ermöglicht Stromanbietern die Perspektive, mittels der eigenen Gebotslegung theoretisch eine Deckung der langfristigen Gestehungskosten zu erzielen. Nach dem Referenzszenario des BMU ist die zukünftige Erzeugungsstruktur in Deutschland zum einen durch eine Vielfalt, vor allem kleiner Anbieter geprägt und zum anderen von einem dominierenden Anteil fluktuierender Technologien bestimmt (vgl. Kapitel 3). Beide Aspekte führen in der Praxis allerdings zu einer vermutlich nachteiligen Situation erneuerbarer Energien in einem Marktsystem mit einer *Pay-as-bid* Preissetzung am Spotmarkt. So profitieren in erster Linie Anbieter großer Strommengen von einer möglichen Marktmachtausübung bzw. spekulativen Gebotslegung. Dies kann in einer Übergangszeit, mit weiterhin konventionellen Großkraftwerken auf den Strommärkten, zu einer erheblichen Benachteiligung von Betreibern kleiner (erneuerbarer) Erzeugungseinheiten führen. Zudem gefährdet eine reduzierte Anzahl an Volllaststunden infolge steigender Stromimporte sowie eines inhärent hohen Ausführungsrisikos bei einer Preissetzung, die sich an einem Erwartungswert orientiert, insbesondere eine Vollkostendeckung der dargebotsabhängigen Stromgestehung. Vor allem Betreiber fluktuierender Kraftwerke sind jedoch aufgrund vernachlässigbarer Grenzkosten auf einen fortlaufenden Einsatz zur Lastdeckung bzw. eine möglichst hohe Anlagenauslastung zur Refinanzierung ihrer Kraftwerksinvestition angewiesen.

Hohe Anteile an Speicherkapazitäten auf den Strommärkten können theoretisch der Entstehung einer marktpreisbestimmenden Residuallast infolge der vorrangigen Einspeisung dargebotsabhängiger Energien und somit einer Veränderung der charakteristischen Lastbereiche – Grund-, Mittel- und Spitzenlast – entgegenwirken. Zudem bietet das Aus- und

Einspeichern elektrischer Energie eine Möglichkeit, die begrenzte Regelbarkeit der Stromerzeugung sowie die inhärente Marktpreisvolatilität in einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen fluktuierender Energien abzuschwächen. Hinsichtlich einer Deckung der dargebotsabhängigen Gestehungskosten am Spotmarkt der Strombörse stehen einem relativ geringen Marktpreisanstieg bei niedriger Residuallast sinkende Durchschnittspreise gegenüber. Anbieter fluktuierender Energien profitieren im Vergleich zu Betreibern regelbarer Erzeugungsanlagen allerdings überproportional von Stromspeichern, da diese vorwiegend in Zeitintervallen Strom ankaufen, in denen dargebotsabhängige Kraftwerke Strom einspeisen. Vor dem Hintergrund ambitionierter Ausbauziele fluktuierender Energien in Deutschland, ermöglichen Speicherkonzepte angesichts einer erhöhten Systemflexibilität und -stabilität zudem einen effizienten Leistungszubau. Folglich sind Stromspeicher in der Lage, die Umsetzung weiterer Mechanismen und Instrumenten zur Marktintegration regenerativer Erzeugungsanlagen geeignet zu unterstützen. Allerdings führt ein alleiniger Zubau von Speicheranlagen voraussichtlich nicht zu hinreichenden Rahmenbedingungen für eine wettbewerbliche Finanzierung erneuerbarer Energien auf den Strommärkten.

Unter der Annahme einer geeigneten Beurteilung des gesicherten Beitrages fluktuierender Energien zur Systemleistung, sind Betreiber dargebotsabhängiger Kraftwerke angesichts einer langfristig prognostizierbaren Kostenstruktur prädestiniert, geeignete Leistungsgebote an einem Kapazitätsmarkt abzugeben, um ihre Stromgestehungskosten zu decken. Durch einen potenziellen Umstieg von einem gesetzlichen Einspeisevergütungssystem zu einer Vergütung der Leistungsverfügbarkeit, verbleibt infolge einer zentralen Kapazitätsbedarfsplanung letztlich ein regulatorischer Markteingriff. Allerdings stellt ein Kapazitätsmarkt in Anbetracht einer marktorientierten Preisbildung in jedem Fall einen Schritt in Richtung wettbewerblicher Finanzierung erneuerbarer Energien auf den Strommärkten dar. Die Tatsache, dass in der Praxis derzeit kein effizientes Kapazitätsmarktmodell für erneuerbare Energien existiert, erschwert jedoch eine Einführung von Kapazitätsauktionen für regenerative Erzeugungsleistungen in Deutschland. Die Umsetzung eines Marktdesigns muss hierzu gleichermaßen eine technologiespezifische Auktionsgestaltung sowie komplexe Wechselwirkungen mit interdependenten Strommärkten berücksichtigen. Im Hinblick auf eine langfristige Einführung eines Kapazitätsmarktes könnten daher durch eine mittelfristige Umsetzung in kleineren Marktsegmenten oder Teilmärkten wertvolle Erfahrungen gesammelt werden (vgl. Kopp et al. 2012, 10). So bietet beispielsweise der deutsche Regenergiemarkt die Möglichkeit, das Konzept von Kapazitätzahlungen für fluktuierende Erzeugungsleistungen hinsichtlich einer effizienten Marktpreisbildung zu untersuchen.

Im Gegensatz zu vor allem kurzfristig erfolgreichen Ansätzen in Form marktunabhängiger FIT-Systeme, bieten technologiespezifische Auktionen für Stromlieferverträge eine langfristige, wettbewerbsorientierte Möglichkeit, zukünftig ausreichende Investitionsanreize in die erneuerbare Erzeugungsstruktur bereitzustellen. Dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen haben angesichts einer von fixen Anteilen dominierten Kostenstruktur eine hohe Voraussicht auf zu erwartende Gestehungskosten. Demzufolge bietet das Konzept einer langfristigen Marktpreisfindung mittels Ausschreibungsverfahren insbesondere für fluktuierende Energien eine hohe Effizienz. Um die Gefahr von Marktverzerrungen infolge unsicherer Kostenstrukturen innovativer Technologien zu vermeiden, könnte ein derartiges Marktsystem – ebenso wie Kapazitätsauktionen – zu einem Zeitpunkt eingeführt werden, zu dem bereits ein hoher Anteil des Stromangebotes in regenerativen Anlagen erzeugt wird (vgl. Skea et al. 2011, 21). Auktionsverfahren zur Vergabe von Stromlieferverträgen stellen eine wesentliche Veränderung bestehender Strukturen dar, die angesichts einer Neugestaltung des gesamten Marktsystems voraussichtlich mit hohen Kosten verbunden ist. Darüber hinaus müssen vor einer Marktreform dieses Ausmaßes zunächst die interdependenten Wirkungsweisen mit angeschlossenen (europäischen) Strommärkten untersucht werden, um letztendlich eine hohe Systemeffizienz zu gewährleisten.

Tabelle 10 fasst die wesentlichen Bewertungsergebnisse aus Kapitel 5 in einer Gegenüberstellung zusammen. So bietet eine Umstellung des Auktionsverfahrens am Spotmarkt der Strombörse von einem einheitlichen Markträumungspreis zu einer *Pay-as-bid* Preissetzung voraussichtlich keine Gewährleistung ausreichender Signale zur Investition in die erneuerbare Erzeugungsstruktur. Ein Zubau von Stromspeichern kann dagegen eine wettbewerbliche Finanzierung erneuerbarer Energien auf den deutschen Strommärkten unterstützen, jedoch alleinig nicht garantieren. Ein Kapazitätsmarktmodell sowie technologiespezifischer Auktionsverfahren für langfristige Lieferverträge stellen grundsätzlich wettbewerbsorientierte Marktsysteme dar, die – unter der Voraussetzung einer geeigneten Ausgestaltung – vermutlich hinreichende Anreize zur Errichtung fluktuierender erneuerbarer Erzeugungsleistungen bereitstellen können.

Tabelle 10 Gegenüberstellung potenzieller Gestaltungsoptionen für ein Marktdesign

	Langfristige Planungssicherheit	Vollkostendeckung	Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize	Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen	Integrationstiefe und Komplexität
Veränderung der Preissetzung am Spotmarkt	<ul style="list-style-type: none"> • Marktpreisentwicklung geprägt durch spekulative Gebotslegung und steigenden Stromimport • Kraftwerkseinsatzplanung für fEE ist unsicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl an Volllaststunden für fEE nimmt ab • Nur große Marktakteure können durch Spekulation profitieren • Hohes Risiko bei erfolgloser Spekulation für fEE 	<ul style="list-style-type: none"> • Einpreisung ortsbezogener Aspekte durch heterogene Vergütung • Keine zweckmäßige ortspezifische Steuerung von Erzeugungsanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Marktmachtausübung und -intransparenz • Vorteilhafte Preisbildung für große Marktakteure • Nachteile für kleine Anbieter und für fEE 	<ul style="list-style-type: none"> • Kein Referenzpreis für interdependente Märkte • Komplexe Auktionen für zweiseitigen Spotmarkt
Zubau von Stromspeichern	<ul style="list-style-type: none"> • Konkurrenzsituation mit alternativen Ansätzen zur Lastflexibilisierung • langfristige Marktpreisbeeinflussung ist unsicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Durchschnittliches Marktpreisniveau sinkt • Unterproportionaler Marktpreisanstieg bei niedriger Residuallast 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine direkten, positiven Wirkungszusammenhänge mit zeit- und ortsbezogenen Aspekten 	<ul style="list-style-type: none"> • Überproportionaler Anstieg der Produzentenrente von Anbietern fEE 	<ul style="list-style-type: none"> • Effizienter Zubau von fEE • Senkung von Regenergiebedarf und -kosten • Erhöhung der Systemflexibilität und -stabilität
Einführung von Kapazitätsmechanismen	<ul style="list-style-type: none"> • Gestaltung eines langfristigen, technologiespezifischen Erfüllungszeitraumes ist essentiell • Teil der Erlöse ist langfristig gesichert 	<ul style="list-style-type: none"> • Geeignete Marktpreisermittlung ist von Investorenverhalten abhängig • Anbieter von fEE sind prädestiniert zur Abgabe geeigneter Gebote 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestaltung einer hinreichenden Vorlaufzeit • Zweckmäßige ortspezifische Ausschreibungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Prognose des Leistungsbedarfs ist wesentlich für Systemeffizienz • Technologiespezifischer Wettbewerb 	<ul style="list-style-type: none"> • Elementare Veränderung der Marktvorgänge • Komplexe Wirkungsweise mit interdependenten Märkten
Technologiespezifische Auktionen für langfristige Verträge	<ul style="list-style-type: none"> • Langfristig garantierter Vergütungszeitraum 	<ul style="list-style-type: none"> • Effiziente Marktpreise von Kosteninformationen der Bieter abhängig • Anbieter von fEE sind prädestiniert zur Abgabe geeigneter Gebote 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestaltung einer hinreichenden Vorlaufzeit • Zweckmäßige ortspezifische Ausschreibungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Effiziente Preisbildung von spezifischer Auktionsgestaltung abhängig • Gefahr der Benachteiligung kleiner Marktakteure durch diskriminierendes Auktionsdesign 	<ul style="list-style-type: none"> • Elementare Veränderung der Marktvorgänge • Zentrale Steuerung der gesamten erneuerbaren Stromerzeugung ermöglicht hohe Effizienz

Quelle: eigene Darstellung

Legende: fEE = fluktuierende Erneuerbare Energien

6 Fazit und Ausblick

Die Forderung nach einer neuen „Architektur unseres Energiewesens“ (Merkel 2011b) ist in erster Linie eine logische Schlussfolgerung im Hinblick auf einen bevorstehenden, massiven Wandel der Erzeugungsstruktur bzw. die daraus resultierende Veränderung der Angebotscharakteristik auf den Strommärkten. So war der zugrunde liegende Ausgangspunkt für die Entwicklung von Energy-Only-Märkten bzw. des aktuellen Strommarktdesigns in Deutschland ebenfalls die damalige – vorwiegend auf fossilen Technologien basierende – Kraftwerksparkstruktur. Das angestrebte Ausbauziel der Bundesregierung, mittels erneuerbarer Energien – vorwiegend Windenergie und Photovoltaik – bis zum Jahr 2050 mindestens 80 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs decken zu können, stellt das gesamte Elektrizitätssystem vor enorme Herausforderungen. Vor dem Hintergrund einer begrenzten Verfügbarkeit fossiler Energieträger sowie einer zukünftigen Internalisierung externer Umweltkosten der konventionellen Stromerzeugung, ist der energiepolitische Fokus auf eine regenerative Erzeugungsstruktur vor allem als Perspektive für eine nachhaltige Stromversorgung in Deutschland zu verstehen. Eine möglichst effiziente Umsetzung der bevorstehenden *Energiewende* sollte daher im Interesse aller Beteiligten liegen, um sowohl eine breite öffentliche Akzeptanz zu erreichen als auch die Aspekte Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit gleichermaßen zu berücksichtigen.

Nach dem EEG erfolgt der Ausbau bzw. die Entwicklung der regenerativen Erzeugungsstruktur in Deutschland bislang auf der Basis eines gesetzlichen Einspeisevergütungssystems und somit weitestgehend marktunabhängig. Bei einem stark steigenden Anteil erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten könnten allerdings erhebliche Marktverzerrungen infolge der einhergehenden Auswirkungen für den Großhandelsmarkt auftreten. In diesem Zusammenhang steht die zentrale Fragestellung der vorliegenden Arbeit: Können sich erneuerbare Energien zukünftig auf den deutschen Strommärkten wettbewerbsfähig finanzieren, um letztlich einen effizienten Leistungszubau zu erreichen, der wiederum den ambitionierten Ausbauzielen der Bundesregierung gerecht wird?

Die erneuerbare Stromerzeugung auf der Basis von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unterscheidet sich angesichts zweier Aspekte wesentlich von der regelbaren Stromerzeugung konventioneller fossiler Kraftwerke: Zum einen bedingt die meteorologische Abhängigkeit vom jeweiligen Dargebot eine intermittierende Einspeisecharakteristik, zum anderen verfügen fluktuierende Erzeugungstechnologien über vernachlässigbare kurzfristige

Grenzkosten. Beide Faktoren verursachen erschwerte Rahmenbedingungen für eine Vollkostendeckung der dargebotsabhängigen Stromgestehung im derzeitigen Marktdesign. So führen steigende Anteile fluktuierender Energien zu einer erheblichen Veränderung des marktpreisbestimmenden Lastverlaufs. Betreiber von Windenergie- und Photovoltaikanlagen werden angesichts zeitgleicher, dargebotsabhängiger Einspeisung zukünftig vorwiegend in den Zeitintervallen Erlöse erzielen können, in denen das hohe Stromangebot über eine niedrige Residuallast zu einem niedrigen Marktpreis führt. Der am Spotmarkt der Strombörse gebildete Marktpreis stellt in diesem Zusammenhang den Referenzpreis für elektrische Energie auf den deutschen Strommärkten. Die zugrunde liegende grenzkostenbasierte Preisbildung am Day-Ahead-Markt unterliegt allerdings bei einem hohen fluktuierenden Stromangebot dem marktpreissenkenden Merit-Order-Effekt. Dieser führt insbesondere in Stundenintervallen, in denen dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen eine Deckung ihrer langfristigen Gestehungskosten erzielen müssen, zu einem geringen Erlöspotenzial auf den Strommärkten. Anbieter fluktuierender Energien könnten daher – trotz wettbewerbsfähiger Gestehungskosten – angesichts sinkender Marktwertfaktoren durch den Merit-Order-Effekt voraussichtlich keine Vollkostendeckung mittels Spotmarkterlösen erzielen. So stellten u.a. die Arbeiten von *Kopp et al.* (2012), *Winkler und Altmann* (2012) sowie von *Leprich und Hauser* (2012) ebenfalls fest, dass im derzeitigen Marktdesign unter der Annahme beständiger Strukturen vermutlich keine wettbewerbliche Finanzierung hoher Anteile erneuerbarer Energien gewährleistet werden kann.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde im Weiteren untersucht, inwiefern unterschiedliche Gestaltungsoptionen für ein Marktsystem mit regenerativer Erzeugungsstruktur in der Lage sind, Anbietern erneuerbarer Energien eine Perspektive zur Refinanzierung ihrer Kraftwerksinvestition zu ermöglichen. Zur Eignungsbewertung eines Marktdesigns bezüglich der Fähigkeit, eine wettbewerbliche Finanzierung erneuerbarer Energien zu gewährleisten, bedarf es in erster Linie gangbarer Kriterien. In diesem Zusammenhang bietet die vorliegende, qualitative Untersuchung potenzieller Instrumente und Mechanismen hinsichtlich einer langfristigen Planungssicherheit, einer Vollkostendeckung, zeit- und ortsbezogener Investitionsanreize, grundlegender Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen sowie der Komplexität des Marktsystems eine geeignete Möglichkeit. Die Auswahl der genannten Bewertungskriterien ist zudem in der Lage, eine generelle Umsetzbarkeit im Hinblick auf die weitere Entwicklung der deutschen Strommärkte zu beurteilen. Hierbei ist allerdings anzumerken, dass der qualitative Fokus bei Auswahl und Bewertung der Kriterien zu einer natürlichen Grenze der Bewertungsergebnisse führt.

Vor dem Hintergrund vielfältiger Einflussfaktoren für eine wettbewerbliche Finanzierung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, gestaltete sich eine geeignete Auswahl relevanter Gestaltungsoptionen für ein Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien sehr komplex. Ausschlaggebend für die Untersuchung der ausgewählten Instrumente und Mechanismen war ein grundsätzlich hoher Bezug zu einer wettbewerblichen Finanzierung erneuerbarer Energien. Demnach wurden im Rahmen der vorliegenden Arbeit die nachfolgend genannten Gestaltungsoptionen für ein zukünftiges Strommarktdesign anhand der zuvor beschriebenen Bewertungskriterien untersucht. Hierbei stellt eine veränderte Preissetzung am Spotmarkt der Strombörse eine Anpassung der aktuellen Marktregeln dar. Ein Zubau von Stromspeichern sowie die Einführung von Kapazitätsmechanismen bedingt eine Ergänzung derzeitiger Marktstrukturen. Auktionen für langfristige Stromlieferverträge setzen dagegen eine Neugestaltung des Marktsystems voraus. Die Auswahl geeigneter Gestaltungsoptionen führt ebenso wie die Verwendung qualitativer Bewertungskriterien zu einer Limitation der vorliegenden Untersuchung. So bedingt vor allem der Umfang der Arbeit eine begrenzte Anzahl untersuchter Marktansätze. Die vorliegende Auswahl potenzieller Marktsysteme repräsentiert jedoch sowohl für die deutschen Strommärkte aktuell relevante Gestaltungsoptionen als auch divergierende Ansätze, um ein möglichst breites Spektrum potenzieller Marktdesignveränderungen abzudecken.

Wissenschaftliche Untersuchungen theoretisch möglicher Marktansätze für eine wettbewerbliche Finanzierung erneuerbarer Energien auf den deutschen Strommärkten sind bislang bemerkenswert selten. Ein möglicher Grund hierfür könnte ein fehlender politischer Forschungsauftrag bzw. unklare politische Rahmenbedingungen sein. *Winkler und Altmann* (2012) betrachten in ihrer Arbeit eine Vielfalt grundsätzlicher Gestaltungsoptionen für ein Elektrizitätssystem basierend auf einer regenerativen Erzeugungsstruktur. *Kopp et al.* (2012) beschäftigen sich u.a. ebenfalls mit der möglichen Umsetzung eines ergänzenden Kapazitätsmarktes für erneuerbare Energien in Deutschland. Die vorliegende Untersuchung knüpft demnach an bestehende wissenschaftliche Arbeiten an, stellt allerdings angesichts einer eigenständigen Auswahl sowohl relevanter Bewertungskriterien als auch potenzieller Marktinstrumente bzw. -mechanismen eine klare Erweiterung bisheriger Forschungsergebnisse auf diesem Gebiet dar. Aufbauend auf den qualitativen Ergebnissen dieser Arbeit könnten im Rahmen weiterer Untersuchungen quantitative Analysen konkreter Marktgestaltungen durchgeführt werden.

Die Einführung einer *Pay-as-bid* Preissetzung am Day-Ahead-Markt der Strombörse kann nach den qualitativen Erkenntnissen der vorliegenden Untersuchung insbesondere eine Vollkostendeckung der dargebotsabhängigen Stromgestehung vermutlich nicht gewährleisten. So bedarf eine optimale Einsatzplanung fluktuierender Kraftwerke eines möglichst ununterbrochenen Betriebes. *Pay-as-bid* Auktionsverfahren führen allerdings durch die inhärente Gebotslegung der Marktteilnehmer dazu, dass dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen nicht zwingend prioritär zur Lastdeckung eingesetzt werden. Ungeachtet eines vermutlich geringen Kostenaufwandes und Effizienzverlustes bei der praktischen Umsetzung – angesichts eines relativ geringen Veränderungsgrades bestehender Marktstrukturen – ist eine derartige Gestaltungsoption demnach nicht zielführend.

Ein wettbewerblicher Zubau an Stromspeichern führt in erster Linie zu positiven Effekten hinsichtlich einer effizienten Umsetzung der angestrebten *Energiewende*. So bedingt der zugrunde liegende Ansatz der Stromspeicherung eine weitgehend regelbare Stromerzeugung innerhalb eines Versorgungsgebietes und somit eine, mit der eines konventionellen Marktsystems vergleichbare Charakteristik der Strommärkte. Hohe Anteile an Stromspeichern beeinflussen zudem die Möglichkeiten einer wettbewerblichen Finanzierung erneuerbarer Energien. So haben die einhergehenden Marktpreiseffekte steigender Speicherkapazitäten für die isolierte Betrachtung einer exklusiven Stromeinspeisung bei niedriger Residuallast theoretisch steigende Erlöse für fluktuierende Kraftwerke zur Folge. Jedoch besitzen die umfassenden Auswirkungen des Ein- und Ausspeicherns elektrischer Energie auf die Marktpreise hinsichtlich realer Einspeiseprofile vermutlich keine hinreichende Gewährleistung einer Vollkostendeckung dargebotsabhängiger Stromgestehung. Zudem führt ein sinkendes durchschnittliches Preisniveau an der Strombörse in der Regel zu verminderten Erlösen für Betreiber regelbarer, erneuerbarer Kraftwerke. Stromspeicherkonzepte können demzufolge – unter der Voraussetzung einer wirtschaftlichen Umsetzbarkeit – einen effizienten Ausbau erneuerbarer Energien unterstützen, eine Refinanzierung hierfür benötigter Kraftwerksinvestitionen allerdings nicht alleinig gewährleisten.

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes für erneuerbare Energien soll eine Vollkostendeckung regenerativer Stromerzeugung in erster Linie mittels additiver Prämie für die Leistungsbereitstellung absichern. Betreiber dargebotsabhängiger Kraftwerke sind in Anbetracht hoher Fixkostenanteile theoretisch prädestiniert, durch hinreichend hohe Gebote am Kapazitätsmarkt eine Vollkostendeckung der Stromgestehung zu erzielen. Die Gewährleistung einer wettbewerblichen Finanzierung erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Rahmen

eines Kapazitätsmarktmodells ist jedoch im Wesentlichen von der spezifischen Gestaltung des Marktsystems abhängig. Vor dem Hintergrund mangelnder praktischer Erfahrungswerte, besteht vor allem in der Einführungsphase die Gefahr einer ineffizienten Preisfindung bzw. einer unsicheren Gebotslegung potenzieller Bieter. Demnach ist eine Umsetzung auf den deutschen Strommärkten – unter der Voraussetzung einer quantitativ belegten Eignung für eine Vollkostendeckung der erneuerbaren Stromgestehung – erst in einem fortgeschrittenen Ausbaustadium der regenerativen Erzeugungsstruktur relevant.

Technologiespezifische Auktionsverfahren für langfristige Stromlieferverträge stellen sehr wahrscheinlich eine Gestaltungsoption dar, die zukünftig angesichts fester Vergütungssätze eine wettbewerbliche Finanzierung erneuerbarer Energien ebenso wie einen hinreichenden regenerativen Kapazitätszubau gewährleisten kann. Die bestehenden Marktstrukturen der deutschen Strommärkte verlieren in diesem Fall zwangsläufig an Bedeutung. Einer marktorientierten Preisfindung bei der Versteigerung von Verträgen für die Erzeugung definierter Strommengen steht allerdings ein verbleibender regulatorischer Einfluss durch die Vorgabe von Bedarf und Erzeugungstechnologie gegenüber. Angesichts einer substantiellen Veränderung des Strommarktdesigns sind sowohl die mit der Marktreform verbundenen, gesamtwirtschaftlichen Kosten vermutlich sehr hoch als auch die Wechselwirkungen mit angeschlossenen (europäischen) Strommärkten nur schwer zu prognostizieren.

Insbesondere die Bewertung der beiden aussichtsreichsten Gestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarktes sowie einer Versteigerung langfristiger Lieferverträge ist wesentlich von einer spezifischen Ausgestaltung der jeweiligen Marktansätze abhängig. Für aussagekräftige Bewertungsergebnisse hinsichtlich der Eignung, zukünftig eine wettbewerbliche Finanzierung erneuerbarer Energien zu gewährleisten, bedarf es demnach vor allem quantitativer Analysen konkreter Gestaltungsvarianten. Bislang mangelt es hierzu vor allem an wissenschaftlichen Arbeiten, die sich primär auf eine erneuerbare Erzeugungsstruktur beziehen. Die vorliegende Untersuchung einer qualitativen Beurteilung potenzieller Gestaltungsoptionen kann in diesem Zusammenhang einen Leitfaden darstellen, in welche Richtung zukünftig Forschungsarbeiten unternommen werden sollten.

Um sich mit der Problematik einer wettbewerblichen Finanzierung erneuerbarer Energien auseinanderzusetzen, bedarf es eines unvoreingenommenen Diskussionsprozesses. Unter der Prämisse einer hohen gesamtwirtschaftlichen Effizienz, werden in einem Marktsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugungsanlagen zwingend marktinduzierte Investitionsanreize in regenerative Kraftwerke benötigt. Für Deutschland bedeutet das, im Hinblick

auf die geographischen Voraussetzungen bzw. die politisch angestrebte Erzeugungsstruktur, vor allem geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen, um Windenergie- und Photovoltaikanlagen eine Deckung ihrer langfristigen Gestehungskosten zu gewährleisten. Eine marktabhängige Vergütung erneuerbarer Energien vermeidet zudem einen ineffizienten Leistungszubau und somit unnötig hohe Systemkosten infolge notwendiger Maßnahmen zur Infrastrukturanpassung sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Das EEG bietet im Rahmen des Konzeptes einer Direktvermarktung eine erste Perspektive für die wettbewerbliche Finanzierung erneuerbarer Energien. Im Hinblick auf einen steigenden Anteil regenerativer Kraftwerke bedarf es allerdings zukünftig eines Marktsystems, das unabhängig von staatlichen Fördermaßnahmen ist. Langfristig beständige Strukturen sind hierzu essentiell für geeignete Signale zur Errichtung ausreichender Kapazitäten. In diesem Zusammenhang muss ein zukunftsfähiges Strommarktdesign die Faktoren einer hohen Kapitalintensität und einer Langlebigkeit des Investitionsgutes berücksichtigen, um hinreichende Investitionsanreize in die erneuerbare Erzeugungsstruktur bereitzustellen. Politik und Wissenschaft stehen daher gleichermaßen vor der Herausforderung, eine langfristige Umgestaltung des Marktsystems möglichst kurzfristig auszuarbeiten, um für die angestrebte, weitgehend regenerative Erzeugungsstruktur geeignete Rahmenbedingungen für eine wettbewerbliche Finanzierung auf den deutschen Strommärkten zu ermöglichen.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH. (2010).** *Bericht der Systemführung zu Maßnahmen und Anpassungen gem. § 13 EnWG während der Starkwindperiode im Zeitraum 25.12.2009 bis 26.12.2009.* Abgerufen am 12. August 2012 von http://www.50hertz.com/en/file/Bericht_13_EnWG_25.-26.12.2009_mit_Anlagen.pdf
- 50Hertz Transmission GmbH. (2012).** *Kennzahlen Windenergie.* Abgerufen am 25. Juli 2012 von <http://www.50hertz.com/de/151.htm>
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH. (2012).** *Markt für Regelleistung in Deutschland.* Abgerufen am 7. August 2012 von <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/marketinfo>
- Al-Awaad, A.-R. (2009).** *Beitrag von Windenergieanlagen zu den Systemdienstleistungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen.* Dissertation, Bergische Universität Wuppertal.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2012).** *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2012 - Haushalte und Industrie.* Abgerufen am 24. Juli 2012 von [http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/\\$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf)
- Bode, S.; Groscurth, H. (2006).** *Zur Wirkung des EEG auf den "Strompreis".* HWWA Discussion Paper 348, Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv.
- Borchert, J. (2003).** *Analyse von Determinanten der Großhandelspreise für Elektrizität anhand einer Systemstudie des deutschen Marktes.* Dissertation, Technische Universität Berlin.
- Borchert, J.; Schemm, R.; Korth, S. (2006).** *Stromhandel: Institutionen, Marktmodelle, Pricing und Risikomanagement.* Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag.
- Boute, A. (2012).** *Promoting renewable energy through capacity markets: An analysis of the Russian support scheme.* Energy Policy Vol. 46, S. 68-77.

- Breitschopf, B.; Diekmann, J. (2010).** *Vermeidung externer Kosten durch Erneuerbare Energien - Methodischer Ansatz und Schätzung für 2009 (MEEEK)*. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe.
- Bundeskartellamt. (2011).** *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel*. Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB, Bonn.
- Bundesministerium der Justiz (BMJ). (2011).** *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)*. Abgerufen am 15. Juni 2012 von http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf
- Bundesministerium der Justiz (BMJ). (2012a).** *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)*. Abgerufen am 15. Juni 2012 von http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf
- Bundesministerium der Justiz (BMJ). (2012b).** *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)*. Abgerufen am 15. Juni 2012 von <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnzzv/gesamt.pdf>
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). (2006).** *Ermittlung bundesweiter, durchschnittlicher Strombezugskosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen*. Berlin.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). (2011).** *Erneuerbare Energien - Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft*. Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). (2010).** *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Abgerufen am 16. Juli 2012 von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- Bundesnetzagentur. (2011).** *Monitoringbericht 2011*. Bonn.
- Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne). (2011).** *Kapazitätsmarkt - Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung*. Aachen.
- Chao, H.-p. (2011).** *Efficient pricing and investment in electricity markets with intermittent resources*. Energy Policy Vol. 39, S. 3945-3953.

- Consentec; r2r. (2010).** *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien.* Köln/Aachen.
- Cramton, P.; Ockenfels, A. (2012).** *Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector.* Zeitschrift für Energiewirtschaft Vol. 36, S. 113-134.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2005).** *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020.* Köln.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2010).** *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien.* Abgerufen am 6. November 2012 von http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Pumpspeicherstudie/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). (2012).** *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.* Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- Dieckmann, B. (2008).** *Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt.* Dissertation, Westfälische Wilhelms-Universität Münster.
- Ehlers, N. (2011).** *Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung.* Dissertation, Technische Universität Berlin.
- Elberg, C.; Growitsch, C.; Höffler, F.; Richter, J. (2012).** *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign.* Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.
- Ellwanger, N.; Mangelmann, T. (2003).** Marktstrukturen im Europäischen Energiehandelsmarkt. In I. Zenke und N. Ellwanger, *Handel mit Energiederivaten* (S. 1-27). München: Verlag C.H. Beck.
- Erdmann, G. (2008).** *Energieökonomik: Theorie und Anwendungen.* Berlin: Springer Verlag.

- Erge, T.; Sauer, C. (2010).** *Intelligente Marktteilnahme für kleinere und mittlere Erzeuger (MASSIG)*. Abgerufen am 4. August 2012 von http://www.iee-massig.eu/papers_public/MASSIG_Brochure_Final_dt.pdf
- Europäisches Parlament. (2008).** *Das EU-Klimapaket*. Abgerufen am 22. Juli 2012 von <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=IM-PRESS&reference=20081208BKG44004&format=XML&language=DE>
- European Energy Exchange AG. (2007).** *Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex*. Leipzig.
- European Energy Exchange AG. (2009).** *OTC-Clearing Bedingungen*. Leipzig.
- European Energy Exchange AG. (2012a).** *Geschäftsbericht 2011*. Leipzig.
- European Energy Exchange AG. (2012b).** *EPEX Spot / EEX Power Derivatives: Strom-Handelsergebnisse im Juni 2012*. Abgerufen am 31. Juli 2012 von http://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/EPEX_SPOT_EEX_Power_Derivatives_Strom-Handelsergebnisse_im_Juni_2012
- European Energy Exchange AG. (2012c).** *Börsenordnung der EEX*. Leipzig.
- European Power Exchange (EPEX SPOT SE). (2011).** *15-minute contracts successfully launched on german intraday market*. Abgerufen am 31. Oktober 2012 von http://static.epexspot.com/document/14763/2011-12-15_15%20minute_contracts_launch.pdf
- European Power Exchange (EPEX SPOT SE). (2012).** *Glossar*. Abgerufen am 2. November 2012 von <http://www.epexspot.com/de/extras/glossar>
- Flinkerbusch, K.; Scheffer, F. (2012).** *Eine Bewertung verschiedener Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt*. Zeitschrift für Energiewirtschaft, In Press, Corrected Proof.
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). (2012).** *Regelenergie durch Windenergieanlagen*. Abgerufen am 26. Oktober 2012 von http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/pressemitteilungen/regelenergie_durchwindenergieanlagen/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/20120522_Pressemitteilung_MSp_UK_final.pdf

- Gaidosch, L. (2007).** *Zyklen bei Kraftwerksinvestitionen in liberalisierten Märkten - Ein Modell des deutschen Stromerzeugungsmarktes*. Dissertation, Technische Universität Berlin.
- Gatzen, C. (2008).** *The Economics of Power Storage: Theory and Empirical Analysis for Central Europe*. München: Oldenbourg Industrieverlag.
- Greenacre, P.; Gross, R.; Heptonstall, P. (2010).** *Great Expectations: The cost of offshore wind in UK waters – understanding the past and projecting the future*. Technology and Policy Assessment Report, UK Energy Research Centre (UKERC), London.
- Grimm, V.; Ockenfels, A.; Zoettl, G. (2008).** *Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX*. Zeitschrift für Energiewirtschaft Vol. 3, S. 147-161.
- Groscurth, H.; Bode, S. (2011).** *Das Mengen-Markt-Modell*. Discussion Paper 4, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg.
- Gross, R.; Heptonstall, P.; Anderson, D.; Green, T.; Leach, M.; Skea, J. (2006).** *The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network*. Technology and Policy Assessment Report, UK Energy Research Centre (UKERC), London.
- Herrmann, N.; Ecke, J. (2012).** *Gewinner und Verlierer eines Kapazitätsmarktes - Verteilungswirkungen eines neuen Strommarktdesigns*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62. Jahrgang, S. 28-33.
- Hesmondhalgh, S.; Harris, D.; Dickson, P. (2010).** *Alternative trading arrangements for intermittent renewable power: A centralised renewables market and other concepts*. The Brattle Group, London.
- Hogan, W. (2005).** *On an "Energy-Only" electricity market design for resource adequacy*. Harvard University, Cambridge.
- Kanngießer, A.; Schinz, S.; Frey, H. (2011).** *Optimierte Netz- und Marktintegration von Windenergie und Photovoltaik durch Einsatz von Energiespeichern*. Abgerufen am 5. November 2012 von http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/abstracts_iewt2011/A_245_Kanngiesser_Annedore_20-Jan-2011,_9-31.pdf

- Kopp, O.; Eßer-Frey, A.; Engelhorn, T. (2012).** *Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren?* Zeitschrift für Energiewirtschaft, In Press, Corrected Proof.
- Krewitt, W. (2008).** *Die heimlichen (,externen‘) Kosten der Stromerzeugung - Umweltschäden in Euro und Cent.* Abgerufen am 28. Oktober 2012 von http://www.studiumgenerale.uni-freiburg.de/downloads/Krewitt-Externe_%20Kosten.pdf
- Kurth, M. (2011).** *Eineinhalb Jahre EEG-Strom an der Börse.* Abgerufen am 1. August 2012 von http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Reden/2011/KurthEEGStromAnBoerseBerlin110712.pdf?__blob=publicationFile
- Lebrich, U.; Hauser, E. (2012).** *Vertriebe zu Akteuren aufwerten.* Zeitung für kommunale Wirtschaft, S. 9.
- López-Peña, Á.; Centeno, E.; Barquín, J. (2009).** *Long-term security of supply and strategic policies in liberalized electricity systems: Capacity payments, capacity markets and renewables promotion mechanisms.* Abgerufen am 15. November 2012 von http://www.aee.at/2009-IAEE/uploads/abstracts_iaee09/A_437_Lopez-Pena_Alvaro%20_10-Jul-2009,%2014:47.doc
- Mayer-Spohn, O.; Wissel, S.; Voß, A.; Fahl, U.; Blesl, M. (2007).** *Lebenszyklusanalyse ausgewählter Stromerzeugungstechniken.* Arbeitsbericht, Universität Stuttgart.
- Merkel, A. (2011a).** *Mitschrift der Pressekonferenz zu den Folgen der Naturkatastrophen in Japan sowie den Auswirkungen auf die deutschen Kernkraftwerke.* Abgerufen am 21. Juli 2012 von <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Mitschrift/Pressekonferenzen/2011/03/2011-03-14-bkin-lage-japan-atomkraftwerke.html>
- Merkel, A. (2011b).** *Mitschrift der Pressekonferenz zum Energiekonzept der Bundesregierung.* Abgerufen am 16. Juli 2012 von <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Mitschrift/Pressekonferenzen/2011/05/2011-05-30-pk-bk-bm-energiekonzept.html>
- Moreno, R.; Barroso, L.; Mocarquer, S.; Bezerra, B. (2010).** *Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences.* Energy Policy Vol. 38, S. 5758-5769.

- Nabe, C. (2006).** *Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt.* Dissertation, Technische Universität Berlin.
- Nicolosi, M.; Fürsch, M.; Lindenberg, D. (2010).** *Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen.* Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.
- Nielsen, S.; Sorknæs, P.; Østergaard, P. A. (2011).** *Electricity market auction settings in a future Danish electricity system with a high penetration of renewable energy sources - A comparison of marginal pricing and pay-as-bid.* Energy Vol. 36, S. 4434-4444.
- Operador Nacional Do Sistema Eléctrico (ONS). (2011).** *Estrutura da Capacidade Instalada no SIN - MW.* Abgerufen am 4. Oktober 2012 von http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2011/02-Estrutura-da-Capacidade-Instalada-no-SIN-MW.html?expanddiv=02
- Oren, S. (2004).** *When is a Pay-as Bid Preferable to Uniform Price in Electricity Markets.* Power Systems Conference and Exposition Vol. 3, S. 1618-1620.
- Pehnt, M.; Höpfner, U. (2009).** *Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen erneuerbaren Energien.* Kurzgutachten, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Heidelberg.
- Pfeifenberger, J.; Spees, K.; Schumacher, A. (2009).** *A comparison of PJM's RPM with alternative energy and capacity market designs.* Abgerufen am 16. November 2012 von http://www.brattle.com/_documents/uploadlibrary/upload807.pdf
- Praktiknjo, A.; Hähnel, A.; Erdmann, G. (2011).** *Assessing energy supply security: Outage costs in private households.* Energy Policy Vol. 39, S. 7825-7833.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU). (2011).** *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung.* Berlin: Erich Schmidt Verlag GmbH & Co. KG.
- Schulz, W. (2008).** *Strategien zur effizienten Integration der Windenergie in den deutschen Elektrizitätsmarkt.* Göttingen: Sierke Verlag.
- Sensfuß, F. (2011).** *Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien - Update für das Jahr 2010.* Abgerufen am 28. Oktober 2012 von http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gutachten_merit_order_2010_bf.pdf

- Siegmeier, J. (2011).** *Kapazitätsinstrumente in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem.* Electricity Markets Working Papers No. 45, Technische Universität Dresden.
- Skea, J.; Hardy, J.; Gross, R.; Mitchell, C.; Baker, P.; Eyre, N.; Ekins, P. (2011).** *Response to the 2011 DECC Electricity Market Reform.* UK Research Energy Centre (UKERC), London.
- Son, Y. S.; Baldick, R.; Lee, K.-H.; Siddiqi, S. (2004).** *Short-Term Electricity Market Auction Game Analysis Uniform and Pay-as-Bid Pricing.* IEEE Transactions on Power Systems Vol. 19 No. 4, S. 1990-1998.
- Stoft, S. (2002).** *Power System Economics: Designing Markets for Electricity.* New York: John Wiley & Sons.
- Süßenbacher, W.; Schwaiger, M.; Stigler, H. (2010).** *PJM Kapazitätsbörse - Reliability Pricing Model (RPM).* Technische Universität Graz.
- Süßenbacher, W.; Schwaiger, M.; Stigler, H. (2011).** *Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext.* Technische Universität Graz.
- Swider, D. (2006).** *Handel an Regelenergie- und Spotmärkten.* Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag.
- Tierney, S.; Schatzki, T.; Mukerji, R. (2008).** *Uniform-pricing versus pay-as-bid in wholesale electricity markets: does it make a difference?* New York ISO.
- Trieb, F. (2010).** *Renewable Electricity Output and Integration Modelling.* Abgerufen am 3. August 2012 von http://elib.dlr.de/66009/4/Part_4_MBA-Trieb-Integration-01.pdf
- Varian, H. R. (2011).** *Grundzüge der Mikroökonomik.* München: Oldenbourg Verlag.
- VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2009).** *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf.* Frankfurt: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG).
- Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW. (2007).** *TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.* Berlin.
- Wawer, T. (2007).** *Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten deutschen Strommarkt.* Dissertation, Westfälische Wilhelms-Universität Münster.

Weber, C. (2010). *Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems.* Energy Policy Vol. 38, S. 3155-3163.

Winkler, J.; Altmann, M. (2012). *Market Designs for a Completely Renewable Power Sector.* Zeitschrift für Energiewirtschaft Vol. 36, S. 77-92.

Anhang

A) Stündliche Lastwerte in Deutschland für das Jahr 2011

Um einen möglichst aktuellen und aussagekräftigen Anhaltspunkt für die minimale und maximale stündlich nachgefragte Strommenge eines Jahres in Deutschland zu erhalten, wurde die Auswertung der verfügbaren Daten auf das Kalenderjahr 2011 beschränkt. Anhand der stündlichen Lastwerte eines gesamten Jahres, können neben tageszeitlichen auch saisonale und jahreszeitliche Schwankungen der Lastwerte berücksichtigt werden. Als Datenquelle diente hierzu die elektronische ENTSO-E Datenbank des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber.

Der minimale stündliche Lastwert im Jahr 2011 wurde demnach am 13. Juni um 04:00 Uhr mit 32.394 MW gemessen. In diesem Zusammenhang wirken vor allem die milden Temperaturen in Sommermonaten sowie der geringe Strombedarf in Nachtstunden dämpfend auf die Stromnachfrage. Der maximale Lastwert im Jahr 2011 wurde hingegen am 7. Dezember um 18:00 Uhr mit 76.431 MW gemessen. Charakteristische Einflussgrößen für Starklastfälle in Deutschland sind in der Regel ein hoher Licht- und Wärmebedarf in kalten Abendstunden von Wintermonaten. In Tabelle 11 und Tabelle 12 bzw. in Tabelle 13 und Tabelle 14 sind die zugrunde liegenden stündlichen Lastwerte in Deutschland für Juni bzw. Dezember 2011 dargestellt.

Die beiden jahreszeitlichen Extremwerte zeigen deutlich welche Schwankungen der Stromnachfrage moderne Elektrizitätssysteme koordinieren müssen. Der Unterschied zwischen minimaler und maximaler Nachfrage bezifferte sich im Jahr 2011 auf insgesamt 44.038 MW. Dementsprechend betrug der maximale Nachfragewert rund 236 Prozent des minimalen Nachfragewertes innerhalb eines Jahres. Diese starke absolute und relative Schwankung der nachgefragten Strommenge verdeutlicht die enorme Herausforderung für das Strommarktdesign, Erzeugung und Nachfrage optimal aufeinander abzustimmen.

Die elektronische ENTSO-E Datenbank ist unter der folgenden Internetadresse abrufbar: <https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mh1v-a-specific-country-for-a-specific-month/>

Tabelle 11 Stündliche Lastwerte in Deutschland für Juni 2011 in MW (1)

Datum	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
01.06.2011	46546	44326	43222	43274	44242	46984	54733	60862	63939	64543	65507	67095
02.06.2011	44129	41782	40082	39741	39125	37299	37305	40178	43872	46376	48064	49681
03.06.2011	39186	37164	36231	36492	37547	39624	45649	51228	55539	57687	58912	60400
04.06.2011	42017	40010	38769	38281	38107	38066	40685	44753	49506	52889	54537	55876
05.06.2011	38826	36721	35430	34810	34699	33950	34861	37621	41268	44391	46695	49479
06.06.2011	40961	39267	38397	38622	39957	43218	52891	60416	64419	65740	67206	68399
07.06.2011	46512	44597	43627	43713	44774	47327	55513	62034	65592	66929	68606	69987
08.06.2011	47093	45231	44267	44251	44779	47674	56271	62460	65579	66597	67958	69241
09.06.2011	47008	45312	44406	44888	45416	48028	55494	62340	65391	66601	68091	69360
10.06.2011	46214	44261	43240	43197	44279	46927	54667	61134	64494	65537	67009	68109
11.06.2011	45175	42908	41519	41260	40952	40454	42428	46400	50437	53356	55447	56337
12.06.2011	37766	35337	34171	33720	33372	32532	33139	35428	38977	41870	44332	46866
13.06.2011	36096	34192	32811	32394	32492	32473	33653	36024	39447	42644	45051	48075
14.06.2011	39451	37839	36975	37264	38687	42564	52246	59739	63481	65319	67317	68460
15.06.2011	46769	44513	43486	43718	44346	46894	54858	61238	64848	66154	67569	69341
16.06.2011	47697	45641	44249	44486	45011	47289	55045	61444	65032	66318	68256	69708
17.06.2011	46459	44612	43565	43936	44271	46405	53604	61473	64791	64771	65909	66887
18.06.2011	45429	43475	42250	41304	41337	41162	43450	47415	51645	54768	56313	57599
19.06.2011	38565	36100	34557	34537	34267	33353	34273	36790	40517	43852	47233	50303
20.06.2011	39976	38334	37496	37832	39555	43004	51726	58962	63035	64015	65260	67106
21.06.2011	45678	43704	42749	42965	43841	46356	54228	61055	64643	66045	67602	69190
22.06.2011	46403	43998	42622	42924	43479	46250	54342	60791	64140	65223	66655	69317
23.06.2011	44157	42122	40996	40689	40382	39946	41875	45669	48747	50964	53244	55446
24.06.2011	39505	37727	36797	36464	37597	40093	46618	52325	57980	60006	61251	62813
25.06.2011	43472	41261	39856	39414	39306	39352	41456	45145	49669	52964	54577	55842
26.06.2011	38944	36563	35460	34943	34844	34557	35353	37506	40789	44010	46839	49483
27.06.2011	40546	38868	37971	38140	39527	42761	52609	59968	63866	65311	66877	68320
28.06.2011	45900	43828	42757	42648	43203	45682	53934	61007	64561	65934	67424	69102
29.06.2011	46630	44781	43537	43641	44305	46395	54360	61020	64798	66536	68291	69794
30.06.2011	46456	44362	43367	43318	44138	46588	54274	60786	64157	65504	66313	67676

Quelle: eigene Darstellung, Daten ENTSO-E

Tabelle 12 Stündliche Lastwerte in Deutschland für Juni 2011 in MW (2)

Datum	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00
01.06.2011	66243	65310	63825	62591	60850	60370	60233	59506	56909	54975	53007	48147
02.06.2011	49185	46973	45306	44581	44158	44633	45807	45966	45668	45403	46042	42569
03.06.2011	60639	58487	57010	55886	54927	54962	54967	54026	51774	50601	49965	46024
04.06.2011	55030	52911	51013	50058	49414	49654	50212	49658	47505	46367	46106	42733
05.06.2011	48957	46895	45161	44895	45328	46761	48146	47794	47280	46889	47378	43846
06.06.2011	68089	67622	67317	66421	64982	64411	63403	62629	59788	57374	54985	50129
07.06.2011	69326	68598	67520	66314	64636	63736	63166	62187	59449	57452	55419	50541
08.06.2011	68348	67886	66921	66139	64848	63990	62708	60061	57573	55264	52885	47590
09.06.2011	68864	67794	66490	64632	63291	62784	62387	61606	59111	56777	55247	50213
10.06.2011	67219	65886	63890	59729	61382	60753	59895	58758	56331	54416	53043	49071
11.06.2011	55219	52703	50806	50060	49142	49431	50076	48943	46696	45366	44960	41740
12.06.2011	45775	43466	41811	40963	40186	40734	42302	42291	41534	41303	41761	39275
13.06.2011	48227	45655	44302	43798	43508	44740	46579	46602	45713	45429	45875	42678
14.06.2011	68174	67565	66647	65081	63538	62959	62549	61521	58813	56899	55433	50700
15.06.2011	68415	67738	66828	65489	63732	63505	63002	62024	59160	57331	55891	51497
16.06.2011	69124	68596	67264	65938	64252	63825	63407	62755	59923	57545	55435	50508
17.06.2011	66355	65272	64278	63003	61908	61657	61045	59881	57580	55734	53721	49399
18.06.2011	56674	54259	52164	51325	50853	50616	50918	50137	47089	45152	45276	42402
19.06.2011	50002	47915	46673	45690	45065	46620	47614	47401	45951	45606	46807	43460
20.06.2011	66925	66076	64650	63398	61723	61583	61105	60338	57853	55725	54060	49455
21.06.2011	68283	67662	66430	65126	63524	63150	62083	60816	58387	56355	54903	50302
22.06.2011	68829	67845	66261	64843	63445	63172	62237	60507	57541	55048	53215	48890
23.06.2011	55419	53738	53020	51271	51145	50323	49126	48705	47650	46535	46292	42977
24.06.2011	62380	61407	59895	59097	58222	58109	57634	56512	53652	51612	50840	47088
25.06.2011	55295	53493	51732	50374	50044	50890	51040	50231	47807	46646	45892	42695
26.06.2011	48921	46975	45731	45060	44505	45471	46884	46864	46194	45591	47072	43663
27.06.2011	68125	67185	66137	65187	63529	62719	62110	61150	58428	56503	55375	50426
28.06.2011	68335	67611	66368	64777	63075	62131	61546	60761	58424	56522	55561	50907
29.06.2011	68990	68617	67045	66031	64722	64243	63416	62078	59538	57485	55143	49737
30.06.2011	66780	66190	65149	63967	62483	62492	61798	60520	57871	55805	54233	46600

Quelle: eigene Darstellung, Daten ENTSO-E

Tabelle 13 Stündliche Lastwerte in Deutschland für Dezember 2011 in MW (1)

Datum	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
01.12.2011	51402	48983	48015	48631	49698	53159	62015	68977	70442	70642	71615	72514
02.12.2011	48859	46906	45985	45851	47716	51473	59699	67432	69065	68837	69648	70629
03.12.2011	49631	47047	45832	45606	45868	45775	46346	50454	53915	56862	59064	60243
04.12.2011	43988	41238	39867	39206	39643	39158	38419	40412	43373	47297	50476	53633
05.12.2011	43694	42159	41523	42175	44417	48783	58182	66277	68612	68377	69500	70471
06.12.2011	52110	49943	48782	49248	50170	53219	61548	69140	71088	70926	71904	73257
07.12.2011	52628	50260	49158	48947	50177	53241	61399	68955	71620	72020	73359	73992
08.12.2011	52234	50075	49161	49218	50509	53736	61501	68674	70487	70098	71066	71989
09.12.2011	52001	49322	47762	48249	50031	52474	60050	69399	71822	70549	72068	72454
10.12.2011	50505	48543	46686	46234	46336	45909	45976	49311	53075	55838	57685	58665
11.12.2011	45621	43044	41739	41134	40885	39901	38595	40267	43569	46950	49840	52599
12.12.2011	45488	43429	42638	42997	44359	48400	58258	66732	69088	69361	70759	72457
13.12.2011	51429	49588	48581	48687	49965	53659	62152	70202	72246	72500	73294	74271
14.12.2011	51142	49268	48304	48876	49868	53273	61763	69121	70460	70027	70616	72403
15.12.2011	50776	48643	47976	47723	48873	52248	60360	68658	70824	70097	70866	72046
16.12.2011	50766	47844	47035	47376	48931	52885	60818	68356	71413	71783	71668	72537
17.12.2011	50803	48338	46783	46646	46699	46108	46478	50112	53959	56534	58222	59013
18.12.2011	46281	43794	42540	41644	41290	40760	39949	41780	44461	48184	51437	54227
19.12.2011	47045	45062	44405	44591	46375	50250	59279	67317	69799	69697	70343	70836
20.12.2011	51756	49340	48099	47734	49043	51878	59407	67841	70065	69919	70774	71707
21.12.2011	50195	48017	46310	46195	47349	50348	58252	66584	69188	69106	69544	69858
22.12.2011	49032	46600	45392	45392	46285	48914	55681	63262	66006	66411	66857	67431
23.12.2011	46079	43349	41977	41739	42742	44946	49991	57108	60894	62221	62783	63058
24.12.2011	41777	39043	37613	37749	38110	38204	37700	40936	45355	48903	51036	52226
25.12.2011	39814	37202	35823	35337	34883	34384	33564	35360	39102	43608	47151	49488
26.12.2011	38899	36494	35428	35050	35161	35173	34107	35594	38629	42340	45125	47807
27.12.2011	39228	36830	36229	36514	38036	40169	43159	48224	51969	54910	56703	58261
28.12.2011	41508	38902	37935	38004	39195	40551	43456	48555	52737	54785	56804	58153
29.12.2011	43001	40597	39478	39572	40365	41729	44310	49472	52824	54900	56802	57851
30.12.2011	43588	40797	39802	39504	40184	41517	43322	47655	51189	53521	55097	56144
31.12.2011	42231	39870	38301	37985	38015	37623	36765	39285	42896	46361	48392	50166

Quelle: eigene Darstellung, Daten ENTSO-E

Tabelle 14 Stündliche Lastwerte in Deutschland für Dezember 2011 in MW (2)

Datum	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00
01.12.2011	71657	71179	70392	70111	71367	73345	72487	70941	67168	63607	59382	52846
02.12.2011	69995	68959	68080	67786	69446	71903	70397	67632	63874	60788	58482	53708
03.12.2011	59267	57570	56121	56107	58193	60897	60347	58550	54879	52624	51787	48054
04.12.2011	53144	51509	50112	50086	52406	55530	56286	55187	53232	51686	51282	47296
05.12.2011	70244	70337	69463	69480	70766	72827	72790	71101	67676	64256	60958	55445
06.12.2011	73158	72631	72200	72628	73696	75069	73841	72188	68800	64967	61769	56332
07.12.2011	73019	73167	73203	72835	74642	76431	75060	73270	69598	65116	61880	56362
08.12.2011	71288	71067	70307	70385	73044	75446	74381	72431	68019	64037	61278	56226
09.12.2011	71013	69565	68458	67819	69765	71757	70512	68408	64117	60565	58561	54404
10.12.2011	57656	55799	54563	54594	57328	60798	60813	58683	55111	53090	52730	49172
11.12.2011	51983	49842	48528	48160	50802	55008	56084	55179	53162	52058	52274	48611
12.12.2011	71939	71198	70309	70415	71789	74282	73291	71404	67840	63944	60498	55003
13.12.2011	73663	72606	72253	72004	73433	74672	73764	71568	68077	63483	60174	55462
14.12.2011	71422	71280	70535	70371	71842	73316	72702	71343	66702	62401	59856	54786
15.12.2011	71638	70939	70769	70543	72402	74101	73535	71669	67611	60455	59345	55465
16.12.2011	71633	70167	68824	68547	70454	70931	69736	67034	62901	60531	58852	54531
17.12.2011	58324	56660	55481	55731	58441	61411	61040	58632	55167	53259	52816	49394
18.12.2011	53977	52207	51204	50979	53584	57175	57604	56805	54787	53645	53849	50214
19.12.2011	70480	70168	69479	69489	70963	72896	72308	70616	67076	63420	61132	56007
20.12.2011	71369	70413	69566	69429	70570	72460	71502	69446	66097	62668	59157	54562
21.12.2011	69476	68858	68359	68217	69636	71414	70405	68651	65319	62329	59209	53510
22.12.2011	67186	66195	65178	64997	66401	67874	67015	65343	62049	59061	56208	50654
23.12.2011	62389	60591	59443	59259	61673	63858	62756	60218	55879	52726	51293	46503
24.12.2011	51730	50831	48738	47602	49165	52134	50136	46665	44514	44549	45328	42824
25.12.2011	47782	44589	43259	42787	44339	47378	48379	47902	46421	45775	45603	42416
26.12.2011	47024	44784	43495	43287	44956	48088	48935	48232	46677	45935	46083	42964
27.12.2011	58333	57281	56071	55856	57569	60121	60000	57786	54108	51807	50389	45147
28.12.2011	57789	56650	55395	55113	57878	60738	60392	57642	53715	51679	50584	46992
29.12.2011	57573	56597	55690	55505	57421	60358	60363	58160	53911	51950	50932	46940
30.12.2011	56063	54289	53542	53517	55962	59381	59042	57397	53566	50755	49587	45802
31.12.2011	50323	49418	48395	48507	51469	53941	53476	49722	45395	44005	44521	42476

Quelle: eigene Darstellung, Daten ENTSO-E

B) Hochrechnungswerte der Windenergieeinspeisung am 12. April 2011

Zur Veranschaulichung der schwankenden Netzeinspeisung erneuerbarer Erzeugungsanlagen bietet sich beispielhaft die Charakteristik der Windenergieerzeugung an. In Deutschland nimmt die Windenergie bereits heute eine wichtige Rolle unter den erneuerbaren Energien ein und ist gleichzeitig dominierende Technologie im Rahmen der geplanten Ausbaumaßnahmen regenerativer Erzeugungskapazitäten. Auf Basis der veröffentlichten Leistungswerte der 50Hertz Transmission GmbH können Aussagen bezüglich der Einspeisecharakteristik von Windenergieanlagen getroffen werden. Die angegebenen Leistungsistwerte (¼-h-Leistungsmittelwerte) beziehen sich dabei auf Windenergie inklusive Direktvermarktung und entstehen anhand einer Hochrechnung von Messwerten ausgewählter Windparks (vgl. 50Hertz Transmission GmbH 2012).

Nach Analyse der Leistungswerte für das Jahr 2011 wurde derjenige Tag ermittelt, an welchem die Schwankung zwischen maximalem und minimalem Einspeisewert innerhalb eines Tages am größten war. Demnach lag am 12. April 2011 der Unterschied zwischen minimaler Einspeisung (1.507 MW zwischen 00:15-00:30 Uhr) und maximaler Einspeisung (9.206 MW zwischen 17:15-17:30 Uhr) bei insgesamt 7.699 MW. Die Leistungswerte der Hochrechnung sind dabei jeweils für eine Viertelstunde in MW zu verstehen.

Tabelle 15 beinhaltet die Hochrechnungswerte für die Windenergieeinspeisung in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH für den 12. April 2011 und wurde der Gesamtjahresliste entnommen. Unter der nachfolgenden Internetadresse sind die Einspeisewerte für Windenergie im Regelzonengebiet der 50Hertz Transmission GmbH abrufbar: http://www.50hertz.com/transmission/files/sync/Netzkennzahlen/Windenergie/Windprognose_2011.csv

Tabelle 15 Hochrechnungswerte der Windenergieeinspeisung am 12. April 2011

Uhrzeit von	bis	Wert [MW]	Uhrzeit von	bis	Wert [MW]	Uhrzeit von	bis	Wert [MW]
00:00	00:15	1522	07:45	08:00	4802	15:30	15:45	8639
00:15	00:30	1507	08:00	08:15	5022	15:45	16:00	8990
00:30	00:45	1549	08:15	08:30	5189	16:00	16:15	8969
00:45	01:00	1559	08:30	08:45	5794	16:15	16:30	8973
01:00	01:15	1626	08:45	09:00	6026	16:30	16:45	9077
01:15	01:30	1692	09:00	09:15	6319	16:45	17:00	9092
01:30	01:45	1716	09:15	09:30	6678	17:00	17:15	9095
01:45	02:00	1805	09:30	09:45	6960	17:15	17:30	9206
02:00	02:15	1831	09:45	10:00	7133	17:30	17:45	9081
02:15	02:30	1824	10:00	10:15	7040	17:45	18:00	9073
02:30	02:45	1885	10:15	10:30	7054	18:45	19:00	8724
02:45	03:00	2096	10:30	10:45	7200	19:00	19:15	8566
03:00	03:15	2290	10:45	11:00	7146	19:15	19:30	8330
03:15	03:30	2381	11:00	11:15	7226	19:30	19:45	8083
03:30	03:45	2357	11:15	11:30	7359	19:45	20:00	7716
03:45	04:00	2393	11:30	11:45	7376	20:00	20:15	7611
04:00	04:15	2238	11:45	12:00	7718	20:15	20:30	7601
04:15	04:30	2342	12:00	12:15	8008	20:30	20:45	7585
04:30	04:45	2561	12:15	12:30	8201	20:45	21:00	7523
04:45	05:00	2649	12:30	12:45	8160	21:00	21:15	7329
05:00	05:15	2927	12:45	13:00	8429	21:15	21:30	7047
05:15	05:30	3138	13:00	13:15	8408	21:30	21:45	7068
05:30	05:45	3406	13:15	13:30	8252	21:45	22:00	7380
05:45	06:00	3580	13:30	13:45	8176	22:00	22:15	7695
06:00	06:15	3769	13:45	14:00	8284	22:15	22:30	7772
06:15	06:30	4174	14:00	14:15	8257	22:30	22:45	7691
06:30	06:45	4537	14:15	14:30	8177	22:45	23:00	7659
06:45	07:00	4842	14:30	14:45	8235	23:00	23:15	7729
07:00	07:15	4966	14:45	15:00	8437	23:15	23:30	7791
07:15	07:30	4832	15:00	15:15	8542	23:30	23:45	7833
07:30	07:45	4636	15:15	15:30	8662	23:45	00:00	7974

Quelle: eigene Darstellung, Daten 50Hertz Transmission GmbH

